



Escola de Camins
Escola Tècnica Superior d'Enginyeria de Camins, Canals i Ports
UPC BARCELONATECH

Anàlisi i predisseny d'una plataforma flotant Windcrete per a un aerogenerador de 15MW

Treball realitzat per:

Andrés Guillermo Piedra Campoverde

Dirigit per:

Clement Molins Borrell

Màster en:

**Màster Universitari en Enginyeria Estructural
i de la Construcció**

Barcelona, Mayo 2020

Departament d'Enginyeria Civil i Ambiental

TREBALL FINAL DE MÀSTER

ANÁLISIS Y PREDISEÑO DE UNA PLATAFORMA WINDCRETE PARA UN AEROGENERADOR DE 15 MW

Autor

ANDRÉS GUILLERMO PIEDRA CAMPOVERDE

Tutor

CLIMENT MOLINS BORRELL

Co Tutor

PAU TRUBAT CASAL

Universidad Politécnica de Cataluña

Departamento de Ingeniería Civil y Ambiental

Barcelona, Mayo 2020

AGRADECIMIENTO

Agradezco...

A Climent Molins por abrirme las puertas al mundo de las estructuras offshore.

A Pau Trubat por su constante ayuda y asesoramiento en la realización de este trabajo.

A mis padres, hermana y familia en general por apoyarme en cada decisión y proyecto que me propongo.

A mis amigos, sin los cuales ésta estadía en Barcelona no hubiera sido tan memorable

Al Estado Ecuatoriano, a través de la Secretaria de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación (SENESCYT), por otorgarme la beca que me permitió realizar este máster.

A la vida en general, por permitirme disfrutarla y entenderla mejor con cada paso que doy.

RESUMEN

La falta de espacio en algunos países, el impacto ambiental que provocan los parques eólicos convencionales, sumados al incremento de los niveles de contaminación mundial provocaron la aparición de las turbinas eólicas flotantes. Las turbinas eólicas flotantes (offshore) son una tecnología en desarrollo que ha demostrado ser más eficientes que las construidas en tierra (onshore) debido a que en alta mar el flujo de viento es más estable y alcanza mayores velocidades. En esta tesis se presenta el análisis y prediseño de una estructura de soporte flotante en hormigón postesado para una turbina eólica de 15 MW, para el análisis de la misma se empleó el software OPENFAST y se desarrolló una herramienta en Matlab que permite obtener los esfuerzos internos en el flotador. Finalmente se presenta una propuesta de diseño en hormigón postesado en la que se garantiza que no existan tracciones en ninguna sección de la estructura cuando ésta se encuentra trabajando en ELS.

ABSTRACT

The lack of space in some countries, the environmental impact caused by conventional wind farms, added to the increase in global pollution levels caused the appearance of offshore wind turbines. Offshore wind turbines are a developing technology that has proven to be more efficient than onshore ones because offshore wind flow is more stable and reaches higher speeds. In this thesis, the analysis and pre-design of a floating support structure in post-tensioned concrete for a 15 MW wind turbine is presented. For its analysis, the OPENFAST software was used and also a tool developed in Matlab that allows obtaining the internal stresses in the shaft. Finally, a post-tensioned concrete design proposal is presented in which it is guaranteed that there are no tractions in any section of the structure when it is working in SLS.

ÍNDICE

Índice Figuras.....	7
Índice Tablas.....	8
CAPÍTULO I	10
INTRODUCCIÓN	10
CAPÍTULO II	13
ESTADO DEL ARTE	13
2.1 Tipologías de plataformas flotantes.	14
2.1.1 Spar Buoys (Spar)	15
2.1.2 Tension Leg Platforms (TLP).....	15
2.1.3 Plataformas semi-sumergibles (SemiSub).....	15
2.2 Movimientos en estructuras flotantes	16
2.3 Cargas en aerogeneradores flotantes	17
2.3.1 Cargas de gravedad e inercia.....	18
2.3.2 Cargas hidrodinámicas	18
2.3.3 Cargas Aerodinámicas	19
2.3.4 Dinámica de las líneas de amarre	23
2.4 WindCrete	24
2.5 OPENFAST.....	26
2.5.1 Aerodyn	27
2.5.2 Hydrodyn	27
2.5.3 Elastodyn	28
2.5.4 Servodyn.....	28
CAPÍTULO III	29
METODOLOGÍA.....	29
3.1 Definición del flotador Windcrete	30
3.2 Definición de Torre.....	30
3.3 Definición de los amarres	33
3.4 Sistema de coordenadas (Windcrete).....	33
3.5 Datos de la turbina.....	34

3.6	Emplazamiento	34
3.7	Definición de casos de Carga	38
3.8	Verificación de estado límite de servicio (ELS) y estado límite último de la estructura (ELU)	39
3.8.1	Estado límite de Servicio (ELS)	39
	Cálculo de la fuerza de pretensado	40
3.8.2	Estado límite último (ELU)	41
3.9	Diseño de Pretensado	43
CAPÍTULO IV		45
DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA EN MATLAB PARA LA OBTENCIÓN DE LOS ESFUERZOS INTERNOS EN EL FUSTE (FLOTADOR)		45
4.1	Disposición de nodos en Hydrodyn	46
4.2	Fuerzas obtenidas Hydrodyn y Moordyn	46
4.3	Distribución de masas, fuerza de flotación y fuerzas hidrostáticas.	47
4.4	Sistema de referencia	48
4.5	Obtención de esfuerzos internos	49
CAPÍTULO V		51
ANÁLISIS DE RESULTADOS		51
5.1	Etapa de prediseño	52
5.1.1	Análisis estático	52
5.1.2	Free Decay test	52
5.1.3	Respuesta a oleaje regular	54
5.1.4	Análisis Step wind.....	56
5.2	Etapa de Diseño	57
5.2.1	DLC 1.3 Producción Energética ETM.....	57
5.2.2	DLC 1.6 Producción Energética SSS	58
5.2.3	DLC 6.1 Condiciones a 50 años con rotor parado o ralentizado.	61
6.1	Leyes de momentos y axiles.....	61
6.2	Resultados diseño pretensado (ELS)	63
6.3	Verificación ELU	66

CAPÍTULO VI	68
CONCLUSIONES.....	68
BIBLIOGRAFÍA	70
ANEXOS	73
ANEXO 1. Resumen parámetros utilizados en el cálculo.....	74
ANEXO 2. Fuerzas de Tesado, pérdidas instantáneas y pérdidas diferidas.....	76
ANEXO 3. Verificación tensiones en el hormigón	83
ANEXO 4. Verificación ELU.....	90
ANEXO 5. Herramienta en Matlab para la obtención de esfuerzos internos.....	94

Índice Figuras

Figura 1. Inst. eólicas marinas anuales por país y capacidad acumulativa (MW).....	14
Figura 2. Tipos de cimientos de estructuras eólicas flotantes.....	15
Figura 3. Grados de libertad estructuras flotantes	16
Figura 4. Grados de libertad empleados por FAST.....	17
Figura 5. Cargas de gravedad e inercia	18
Figura 6. Flujo simétrico estable	20
Figura 7. Viento a través del disco actuador	20
Figura 8. Viento turbulento	21
Figura 9. Cortante de viento vertical	22
Figura 10. Interferencia de la torre en el flujo del viento	22
Figura 11. Regiones de flujo alrededor de cilindros	23
Figura 12. Topología de un sistema de amarre multicuerpo.....	24
Figura 13. Plataforma Windcrete.....	26
Figura 14. Módulos del programa Fast	27
Figura 15. Flotador propuesto y torre.....	31
Figura 16. Modos de vibración de la torre.....	32
Figura 17. Sistema de coordenadas Windcrete	33
Figura 18. Curva de potencia turbina 15 MW.....	34
Figura 19. Localización del proyecto.....	35
Figura 20. Diagrama de dispersión oleaje-período	36
Figura 21. Variación altura bloque compresión.....	42
Figura 22. Ubicación de nodos en el fuste	46
Figura 23. Comparación resultante fuerzas hidrodinámicas en X.....	47

Figura 24. Sistemas de Referencia local y global	49
Figura 25. Comparación momentos (herramienta Matlab y OPENFAST)	50
Figura 26. Desplazamientos plataforma (estático)	52
Figura 27. Free decay heave= 10 m, Free decay surge= 15m	53
Figura 28. Free decay pitch= 7°, Free decay yaw= 5°	53
Figura 29. Free decay Torre= 5m	53
Figura 30. PSD (surge, heave, pitch y yaw) análisis free decay	54
Figura 31. Respuesta a oleaje regular	55
Figura 32. PSD (surge, heave, pitch y yaw) oleaje regular	55
Figura 33. Viento uniforme analizado.....	56
Figura 34. Desplazamientos plataforma (Step Wind).....	57
Figura 35. Pitch control y empuje en el rotor.....	57
Figura 36. Desplazamiento surge, PSD surge	60
Figura 37. Desplazamiento sway, PSD sway	60
Figura 38. Desplazamiento pitch, PSD pitch	60
Figura 39. Desplazamiento roll, PSD roll	61
Figura 40. Esquema Windcrete.....	62
Figura 41. Ley de axiles DLC6.1	62
Figura 42. Comparación leyes de momentos.....	63
Figura 43. Propuesta diseño acero postesado (no a escala)	64
Figura 44. Fuerza de tesado inicial, y después de pérdidas diferidas e instantáneas	64
Figura 45. Pérdidas instantáneas y diferidas en el tiempo.....	65
Figura 46. Esfuerzos hormigón (MPa)	66
Figura 47. Comparación M_{Rd} y M_{ELU} (MPa)	66
Figura 48. Elongación cable pretensado	67

Índice Tablas

Tabla 1. Características mecánicas de la plataforma	30
Tabla 2. Características mecánicas de la torre	32
Tabla 3. Coeficientes normalizados poligonal 6to grado.....	32
Tabla 4. Características turbina eólica	34
Tabla 5. Resumen características ambientales del lugar de emplazamiento	35
Tabla 6. Parámetros diagrama dispersión viento-oleaje	36
Tabla 7. Velocidad de viento (a 10m), periodo y oleaje	37
Tabla 8. Velocidad viento, oleajes utilizados en DLC1.3	37
Tabla 9. Casos de carga a Analizar	39
Tabla 10. Límites de operación rotaciones y aceleraciones	39

Tabla 11. Factores de seguridad (ELS, ULS)	40
Tabla 12. Pérdidas en acero postesado.....	44
Tabla 13. Resumen fuerzas tesado	44
Tabla 14. Matriz posición amarres	47
Tabla 15. Distribución masas y fuerzas flotación en los nodos.....	48
Tabla 16. Períodos y frecuencias de vibración de la plataforma.....	54
Tabla 17. Casos de carga de producción energética (DLC1.3)	58
Tabla 18. Resultados (DLC 1.3).....	58
Tabla 19. Casos de carga de producción energética DLC1.6.....	59
Tabla 20. Resultados (DLC 1.6).....	59
Tabla 21. Resultados (DLC 6.1).....	61

CAPÍTULO I
INTRODUCCIÓN

La energía eólica ha sido reconocida como una de las principales fuentes de energía renovable, y su desarrollo se debe principalmente a la construcción de parques eólicos en tierra, sin embargo, algunos países viéndose limitados por la falta de espacio y preocupados por el impacto ambiental que provocan, buscaron alternativas para mitigar estos problemas y de esta forma nacen los aerogeneradores flotantes (Esteban, Diez, López, & Negro, 2011).

Los aerogeneradores flotantes (AF) son una tecnología en etapa de desarrollo en la producción de energías renovables, es así que en Europa produjeron un total de 18.5 GW a finales de 2018 un incremento del 900% respecto a la producción en 2008 (2 GW) (EWEA, 2019). Ante la necesidad de disminuir las emisiones de CO₂ y combatir el cambio climático es necesario el desarrollo de tecnologías que permitan producir energía limpia de forma eficiente. La eficiencia de los aerogeneradores depende del tamaño del rotor, mientras más grande sea éste, mayor cantidad de energía se puede producir; en la actualidad la turbina más grande existente posee una capacidad de producción de 12 MW (Durakovic, 2020), pero se espera que la capacidad máxima de producción incremente hasta 20 MW (Cruz & Mairead, 2016)

El desarrollo de la industria de aerogeneradores nace con la crisis del petróleo de 1973, la cual obligó a muchos países a buscar alternativas para la producción de energía, inicialmente los aerogeneradores solo se construían en tierra, pero debido a las ventajas que producen al construirlos en alta mar (mayores velocidades de viento, flujo de viento más estable, etc.) en 1991 se construyó el primer parque eólico flotante en Vindeby (Dinamarca), el cual comprobó ser mucho más eficiente que un parque eólico construido en tierra.

El objetivo de esta tesis es realizar el análisis y prediseño, de un flotador y torre de hormigón postesado (WindCrete) para una turbina eólica de 15 MW, emplazada cerca de las costas de Morro Bay (EEUU); en el análisis de un aerogenerador flotante se busca realizar una evaluación dinámica en la que se acoplen los efectos debidos a la dinámica del rotor de las palas, los movimientos de la estructura de soporte (flotador) y la dinámica del sistema de amarre. Debido a la complejidad que conlleva realizar este tipo de análisis, en la realización de este trabajo se utilizará el software OPENFAST (v1.0.0).

En la realización del análisis fue necesario evaluar distintas combinaciones de carga las cuales fueron elaboradas de acuerdo a los lineamientos de la norma DNVGL-ST-0437, la cual trata de emular todos los escenarios posibles de funcionamiento de la turbina (producción de energía normal, producción de energía más ocurrencia de falla, arranque, apagado normal, apagado de emergencia, estacionado, estacionado con condiciones de falla y transporte, montaje, mantenimiento y reparación). Debido a que este proyecto de tesis consiste en un

prediseño no se evaluaron todos los casos de carga ya que algunos dependen de datos experimentales obtenidos de ensayos con turbinas reales. Para la realización del análisis se elaboró una herramienta en Matlab que permite calcular los esfuerzos internos (Momentos y axiles) a lo largo del flotador, debido a que OPENFAS solo obtiene los esfuerzos producidos en la torre y en las palas del rotor, esta herramienta se explica con más detalle en el CAPÍTULO III.

Finalmente se presenta una propuesta de flotador y torre diseñada con hormigón postesado, que no admite tracciones cuando la turbina está en operación, este trabajo busca demostrar que las estructuras de soporte de aerogeneradores flotantes pueden ser construidas únicamente de hormigón lo cual puede abaratar costos en materiales y en las líneas de producción.

Este trabajo presenta 6 capítulos estructurados de la siguiente manera: el capítulo 1 incluye la introducción, el capítulo 2 detalla el estado del arte; el capítulo 3 muestra la metodología utilizada para la realización del análisis y diseño; en el capítulo 4 se muestra el desarrollo de una herramienta en Matlab para la obtención de esfuerzos internos en el fuste, en el capítulo 5 se analizan los resultados obtenidos y finalmente el capítulo 6 se dan a conocer las conclusiones finales del trabajo.

CAPÍTULO II
ESTADO DEL ARTE

Desde la instalación de la primera turbina eólica flotante (Dinamarca 1991), el desarrollo de ésta industria se ha convertido en una medida sustentable para las aspiraciones de una economía poco dependiente de combustibles fósiles y carbón en Europa. A finales de 2018 las turbinas offshore registraron una producción de 18.5 GW de energía (Figura 1) demostrando un incremento notable respecto a la producción 10 años atrás (EWEA, 2019). Es así que la tendencia actual es cambiar el modelo energético del mundo haciendo énfasis en la producción de energía limpia proveniente de recursos renovables (Gutiérrez, García, Peyrau, & Zamora, 2011); además se espera un amplio desarrollo de esta industria, debido a que la producción de energía es función del diámetro del rotor, es decir a mayor diámetro mayor producción de energía. En la actualidad se conoce que el límite teórico para el diámetro de un rotor (el diámetro en el que una pala podría pandearse por su propio peso) se mide en kilómetros, no en metros (Cruz & Mairead, 2016).

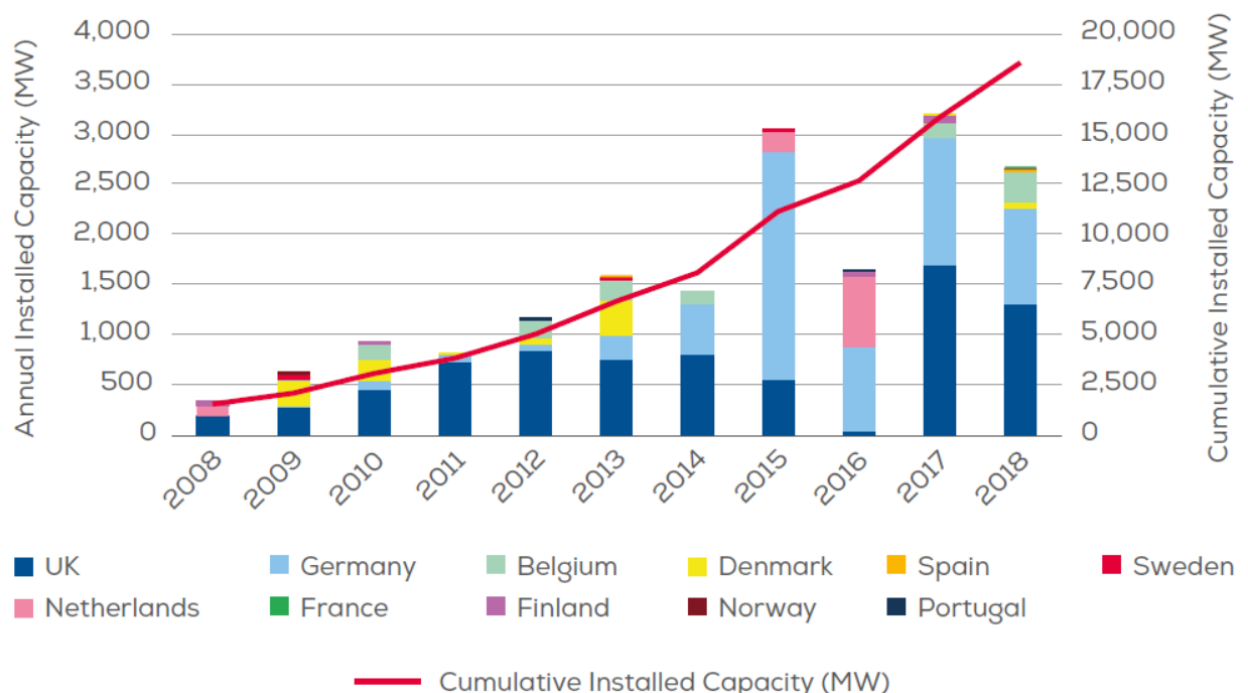


Figura 1. Inst. eólicas marinas anuales por país y capacidad acumulativa (MW)
Fuente: EWEA, 2019

2.1 Tipologías de plataformas flotantes.

Según EWEA, 2013 las cimentaciones marítimas para aguas profundas más utilizadas son las siguientes (Figura 2):

- Spar Buoy (SB)
- Tension Leg Platform (TLP)
- Plataformas semi-sumergibles (SS).

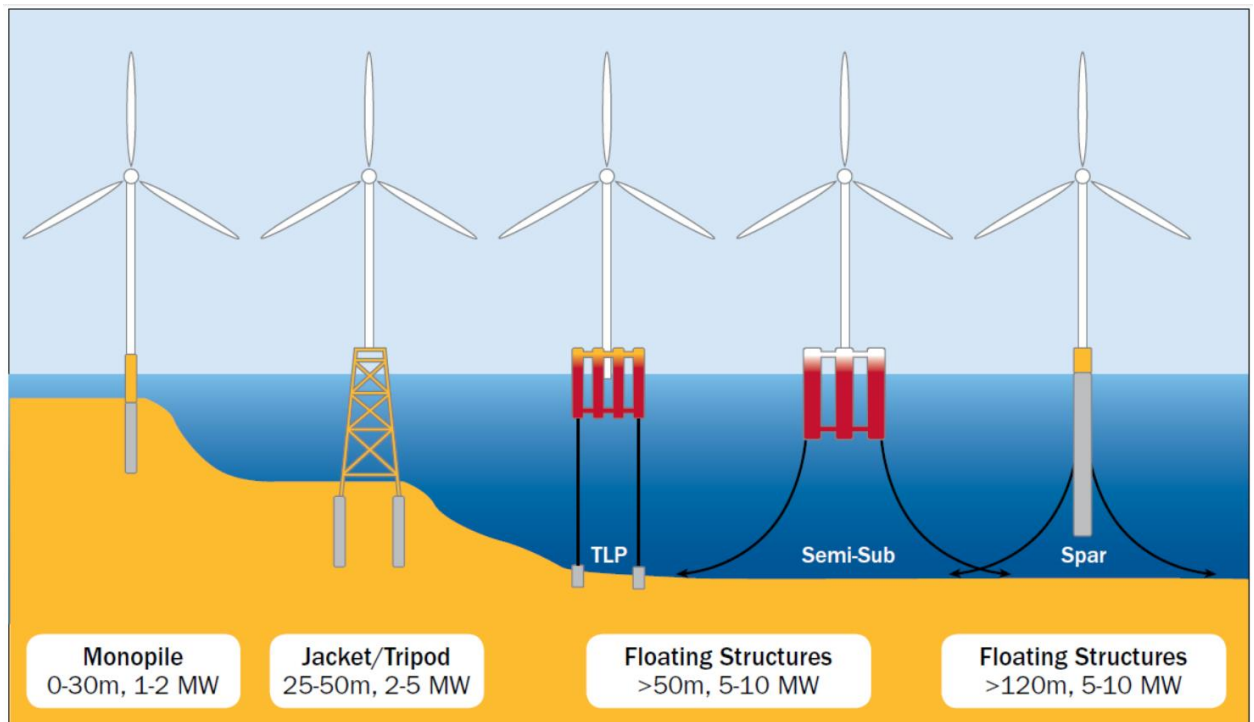


Figura 2. Tipos de cimentaciones de estructuras eólicas flotantes
Fuente: EWEA, 2019

2.1.1 Spar Buoys (Spar)

La Spar está hecha de un cilindro flotante vertical largo que tiene aproximadamente la mitad de su longitud bajo el agua y su otra mitad sobre la superficie; El cilindro posee balasto en su parte inferior, lo que proporciona estabilidad dinámica al sistema. La SB generalmente se mantiene en posición mediante un sistema de amarre extendido catenario que utiliza cadenas de anclaje, cables de acero y/o cuerdas de fibra sintética (Roberto et al., 2018).

2.1.2 Tension Leg Platforms (TLP)

Los TLP consisten en una estructura flotante que utiliza un sistema de amarre vertical conectado al fondo marino para lograr la estabilidad requerida (Sclavounos et al., 2010). Debido a la alta tensión vertical de este sistema de amarre la plataforma presenta suficiente rigidez que permite despreciar pequeñas deformaciones producidas por el oleaje. Esto limita las cargas estructurales en la parte superior sin la necesidad de una corriente profunda o un sistema de amarre extendido. El diseño de los tendones tiene una influencia significativa sobre la respuesta al movimiento de las estructuras TLP (Murfet & Abdussamie, 2019).

2.1.3 Plataformas semi-sumergibles (SemiSub)

Las plataformas SS están compuestas por columnas cilíndricas de gran tamaño conectadas entre sí por unidades tubulares; Los tubos de la columna contienen el balasto y están parcialmente llenos de agua. La estabilidad está dada en parte por el balasto y en parte por el ancho del flotador, lo que da una excentricidad a la flotabilidad con respecto al centro

de gravedad; las plataformas SS se mantiene en posición mediante el sistema de líneas de amarre (Roberto et al., 2018).

2.2 Movimientos en estructuras flotantes

En hidromecánica de estructuras flotantes se distinguen seis movimientos (Figura 3), de los cuales tres son traslacionales (x, y, z) y tres rotacionales (ϕ, θ, ψ) (Massie & Journée, 2001).

Los movimientos traslacionales son los siguientes:

- Avance o retroceso (surge), en la dirección longitudinal x -, positivo hacia adelante.
- Ronza o abatimiento (sway), en la dirección longitudinal y -, positivo hacia babor.
- Ascenso, descenso o arfada (heave), en la dirección vertical z -, *positivo hacia arriba*.

Los movimientos rotacionales son los siguientes:

- Rolido o rolado (roll) ϕ alrededor del eje x -, *positivo girando hacia la derecha*.
- Cabeceo (pitch) θ alrededor del eje y -, *positivo girando a la derecha*.
- Virada o guiñada (yaw) ψ alrededor del eje z -, *positivo girando a la derecha*.

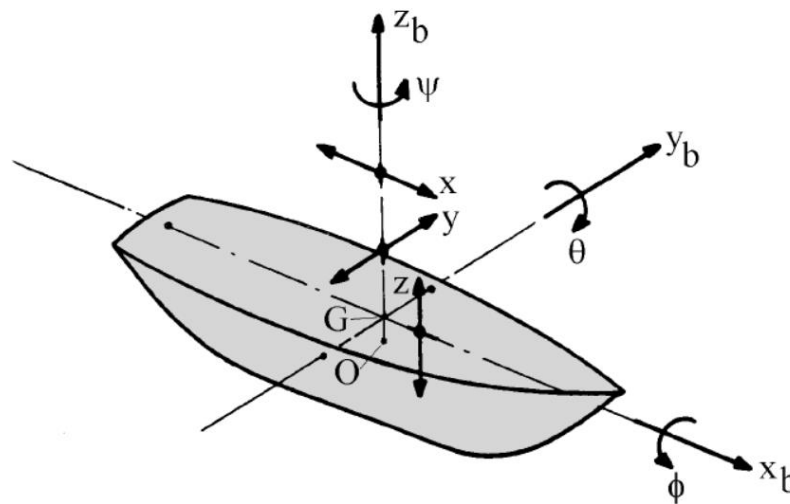


Figura 3. Grados de libertad estructuras flotantes
Fuente: (Massie & Journée, 2001)

El software utilizado para la realización de este trabajo (FAST) emplea un total de 24 grados de libertad (GDL) los cuales se observan con más detalle en la Figura 4 y se resumen en 6 GDL para la plataforma (3 traslacionales y 3 rotacionales), 4 GDL para los movimientos de la torre (2 laterales y 2 longitudinales), 1 GDL para el guiñado de la góndola, 1 GDL para el ángulo de azimut del generador, 1 GDL para el acoplamiento del generador y el rotor (tomando en cuenta la flexibilidad del rotor y el eje de transmisión), 9 GDL para los modos de deformación de cada una de las palas y por último 2 GDL correspondientes al sistema enrollador del rotor y al sistema enrollador de la cola (Gutiérrez et al., 2011).

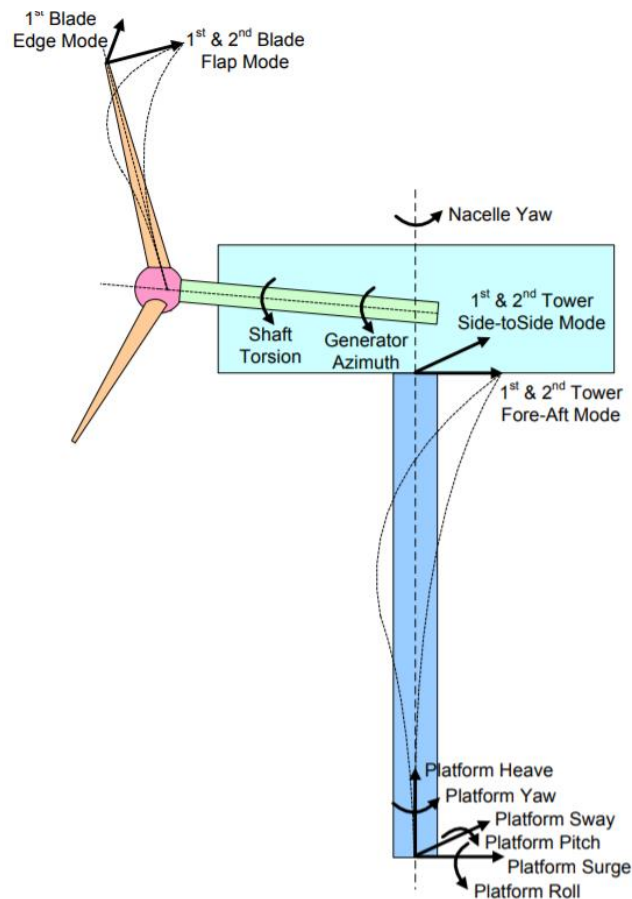


Figura 4. Grados de libertad empleados por FAST
Fuente: (J. Jonkman, 2013)

2.3 Cargas en aerogeneradores flotantes

Las cargas en un aerogenerador flotante se pueden clasificar como: (1) cargas constantes debidas a la velocidad media del viento (horizontal) y la gravedad en los componentes no giratorios (vertical), (2) cargas periódicas (e inestables) debido a la gravedad en los componentes giratorios, cizalladura del viento, efecto de interferencia de la torre, desequilibrio del rotor y errores de guiñada, (3) cargas estocásticas (aperiódicas) debido al viento turbulento y al oleaje, (4) cargas transitorias debido al arranque de la turbina, apagado, frenado rápido, ráfagas y estelas serpenteantes de turbinas vecinas y, finalmente, (5) la rotación en sí misma conduce a cargas coriolis, cargas centrífugas, endurecimiento centrífugo de las aspas y cargas giroscópicas durante el movimiento de guiñada y cabeceo (Hau, 2015).

Debido a la variedad de cargas y la naturaleza estocástica de las mismas, en el análisis de un aerogenerador flotante se busca realizar una evaluación dinámica en la que se acoplen los efectos debidos a la dinámica del rotor de las palas, los movimientos de la estructura de soporte (flotador) y la dinámica del sistema de amarre. Debido a la complejidad de cada uno de estos factores es necesario realizar una serie de suposiciones y simplificaciones, que en este caso son realizadas por el código de diseño FAST (Cruz & Mairead, 2016).

2.3.1 Cargas de gravedad e inercia

Las cargas de gravedad e inercia que actúan sobre un aerogenerador son las debidas al peso propio de sus componentes, la fuerza centrífuga provocada por el giro del rotor y la fuerza giroscópica que se produce en el guiñado del rotor para alinearlo con la dirección del viento (Figura 5). Las cargas gravitatorias pueden ser un factor dominante en la resistencia a fatiga de las palas, esto se debe a que la rotación del rotor provoca cargas alternas que pueden provocar que en 1000 horas de operación se produzcan alrededor de 10^6 ciclos, A partir de este número de ciclos en adelante, el acero (o el material del que estén hechas las palas), solo se puede estresar con su tensión de fatiga permisible (Hau, 2015).



Figura 5. Cargas de gravedad e inercia
Fuente: (Hau, 2015)

Las cargas centrífugas y giroscópicas no son muy significativas en el cálculo debido a que sus movimientos se realizan de manera lenta, y si se las usa con pericia pueden utilizarse para aliviar las cargas en las palas del rotor (Hau, 2015).

2.3.2 Cargas hidrodinámicas

La dinámica de cuerpos rígidos y de movimiento de fluidos se rige por las acciones combinadas de fuerzas y momentos externos, así como por la inercia de los propios cuerpos. En dinámica de fluidos estas fuerzas no pueden ser consideradas actuando en un solo punto o en un punto discreto del sistema, en cambio, deben considerarse distribuidos de manera suave o continua en toda la masa de las partículas del fluido (Massie & Journée, 2001).

Las cargas hidrodinámicas de una estructura flotante se originan de los efectos variables producidos por el oleaje y las corrientes. Las fuerzas medioambientales pueden ser constantes u oscilatorias. Las fuerzas constantes provienen de corrientes y vientos constantes, mientras que, las oscilatorias provienen de los movimientos fluctuantes de la estructura y al efecto de movimiento producido por las olas (Chakrabarti, 2005).

En la realización de este trabajo se utilizó el módulo Hydrodyn del código FAST que permite calcular las cargas hidrodinámicas a través de las siguientes aproximaciones:

solución por teoría de flujo potencial, solución por la ecuación de Morison, o una híbrida combinación de ambas.

La teoría de flujo potencial es aplicable a estructuras flotantes que son relativamente largas respecto a la longitud de ola, en esta teoría se supone que el flujo alrededor de la estructura es no viscoso (sin fricción) e irrotacional (Chakrabarti, 2005), además es válido solo cuándo el movimiento de traslación de la estructura de soporte es pequeño respecto a la longitud de onda y el movimiento rotacional es menor que la pendiente de la onda (Matha et al., 2011).

Una desventaja de la teoría es que no es válida para condiciones de mar severas o para estructuras pequeñas donde los efectos de separación de flujo deban tomarse en consideración. Además, debido a las suposiciones iniciales (flujo no viscoso), las fuerzas de arrastre viscoso no son consideradas, aunque esto se puede corregir incluyendo la componente viscosa de la ecuación de Morison (Hufnagel, 2017).

Otra forma de obtener las cargas hidrodinámicas es a través de la ecuación de Morison, la cual consiste en la superposición de la fuerza lineal inercial (flujo oscilatorio) y la fuerza cuadrática de arrastre (flujo constante) lo cual da como resultado la Ecuación 1:

$F_{hidro} = M_D \ddot{u}_p(t) + C_a M_D \ddot{u}_p(t) - C_a M_D \ddot{X}(t) + \frac{1}{2} \rho C_D D u(t) u(t) $	Ecuación 1
--	------------

En donde F_{hidro} (N/m) es la resultante de las fuerzas hidrodinámicas por unidad de longitud del cilindro, M_D (kg/m) es la masa de agua desplazada por el cilindro ($\pi D^2 \rho / 4$), D (m) es el diámetro del cilindro, ρ (kg/m³) es la densidad del agua de mar, $\ddot{u}_p(t)$ (m/s²) es la componente de aceleración perpendicular proveniente del oleaje, $u(t)$ (m/s) es la velocidad del flujo, C_a y C_D son los coeficientes de masa agregada y arrastre respectivamente (Massie & Journée, 2001). Si las cargas hidrostáticas y la presión dinámica del flujo son tomadas en consideración, la ecuación de Morison es capaz de describir todas las cargas hidrodinámicas de la estructura. La ecuación de Morison es aplicable para determinar las cargas hidrodinámicas cuando, los efectos de la difracción pueden simplificarse con la aproximación de longitud de onda larga, la amortiguación por radiación es insignificante y puede producirse separación de flujo (Robertson et al., 2014).

2.3.3 Cargas Aerodinámicas

El origen de estas cargas proviene de la interacción del viento, con las palas de la turbina, la torre y la plataforma. Para tomar en consideración los efectos que producen el viento en la turbina es necesario tomar en consideración los siguientes aspectos:

- *Flujo (Aire) uniforme-estable*: Asumir un flujo de viento uniforme y estable es, por supuesto, una idealización que no existe en la atmósfera abierta. Sin embargo, a

efectos prácticos, este concepto es útil para calcular el nivel medio de carga que se produce durante un período de tiempo relativamente largo. Si se supone un flujo simétrico estable (Figura 6) que ingresa al área barrida por el rotor, las palas del rotor están sujetas a fuerzas aerodinámicas de estado estacionario.

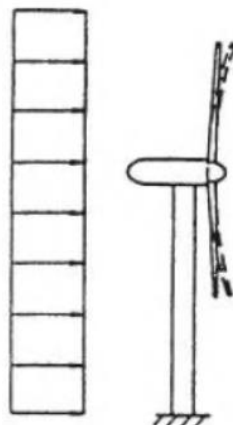


Figura 6. Flujo simétrico estable

Fuente: (Hau, 2015)

Éstas cargas están determinadas en gran medida por la velocidad efectiva del viento que varía desde la raíz de la pala hasta la punta (Hau, 2015). El rotor se lo idealiza como un disco actuador lo que significa que el flujo, antes y después de pasar por el rotor, es uniforme (Figura 7); la desaceleración del flujo producida por el rotor provoca un gradiente de presiones, el cual de acuerdo al principio de Bernoulli (Ecuación 2) resulta en un empuje en el rotor (Korpela, 2011).

$F_T = \frac{1}{2} \rho A (u_{before}^2 - u_{after}^2)$	Ecuación 2
---	------------

Donde “A” hace referencia al área barrida por el rotor, “ρ” a la densidad del aire y “u” a las velocidades del viento antes y después de pasar por el disco actuador. En estructuras flotantes las cargas debidas al flujo estable deben ser compensadas ajustando la tensión en los amarres de acuerdo a las velocidades de viento esperadas.

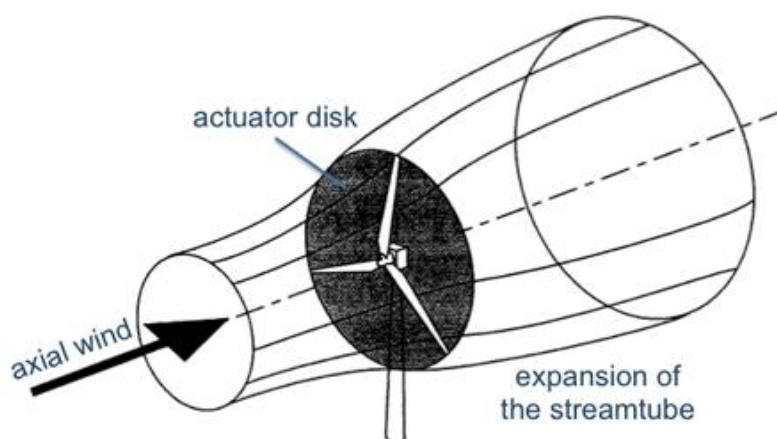


Figura 7. Viento a través del disco actuador

Fuente: (Burton, Jenkins, Sharpe, & Bossanyi, 2011)

- *Flujo Turbulento*: Las partes inestables de un campo de viento se llaman turbulencias (Figura 8). Las turbulencias son efectos dependientes del tiempo, estocásticos y aleatorios. En una turbulencia la velocidad del viento se desvía de la velocidad media, generando fuertes ráfagas por cortos períodos de tiempo, lo cual provoca grandes fuerzas en toda la estructura del rotor o en una parte de las palas. Estas variaciones de flujo provocan cambios rápidos de carga, fatiga inmensa y cargas últimas que tienen una gran influencia en la vida útil de las turbinas. En particular en sitios en alta mar, estos eventos ocurren con mayor frecuencia y deben tenerse en cuenta en el diseño del sistema (Massie & Journée, 2001).

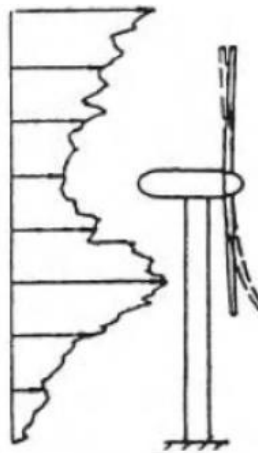


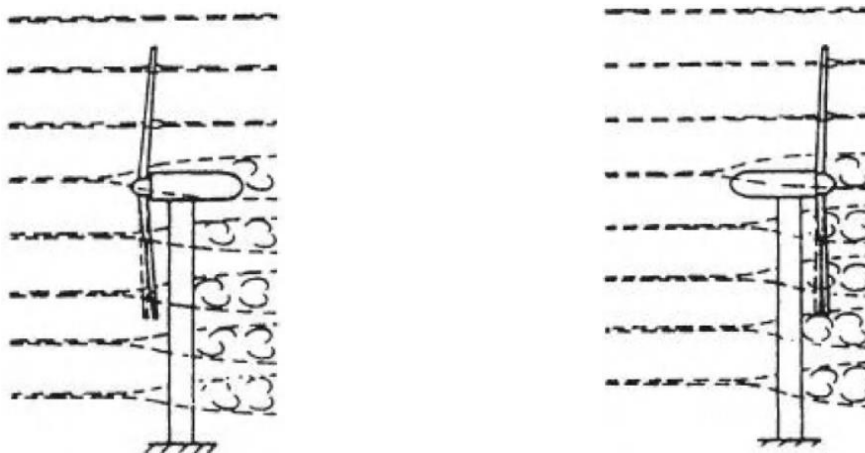
Figura 8. Viento turbulento
Fuente: (Hau, 2015)

- *Cortante vertical de viento*, el flujo de viento produce cargas inestables, variables y cíclicas, el origen de estas cargas proviene de una inevitable asimetría en el flujo que se aproxima y es causada por el incremento de la velocidad del viento con la altura. Durante cada revolución, las palas del rotor están sujetas a velocidades de viento más altas en el sector de rotación superior y, por lo tanto, están sujetas a cargas más altas que en el sector más cercano al suelo o al nivel medio del mar (NMM). El cortante vertical de viento (Figura 9) produce un incremento y decrecimiento cíclicos de cargas aerodinámicas a lo largo de las palas del rotor. El cambio cíclico de los momentos de cabeceo y guiñado, producen considerables cargas de fatiga que pueden dañar los componentes mecánicos del control de guiñado (Hau, 2015).



Figura 9. Cortante de viento vertical
Fuente: (Hau, 2015)

- *Interferencia de la torre:* Un rotor de eje horizontal gira muy cerca de la torre, la distancia que separa la torre con el rotor es tan corta que el flujo aerodinámico alrededor de la torre influencia el rotor. La influencia del flujo aerodinámico alrededor de la torre es mínima cuando el rotor está montado en contra del viento (Figura 10, a), en este caso solo se produce una retardación del flujo frente a la torre que se le conoce como presa de torre, y sus efectos son perceptibles, pero se pueden minimizar si la separación entre las palas del rotor y la torre se mantiene en mínimo un diámetro de torre. Un problema completamente diferente aflora cuando el rotor es montado a favor del viento (Figura 10, b), la fricción interna del medio que fluye y la superficie de fricción de la torre causan un área de separación de flujo detrás de la torre que se conoce como estela de flujo, en esta estela se producen incrementos de turbulencias y una considerable disminución de la velocidad media del flujo. Dependiendo del número de Reynolds se distinguen 3 regiones características: región subcrítica, supercrítica y transcrítica Figura 11.



a.) Presa de torre (Rotor contra el viento) b.) Sombra de torre (Rotor a favor del viento)

Figura 10. Interferencia de la torre en el flujo del viento
Fuente: (Hau, 2015)

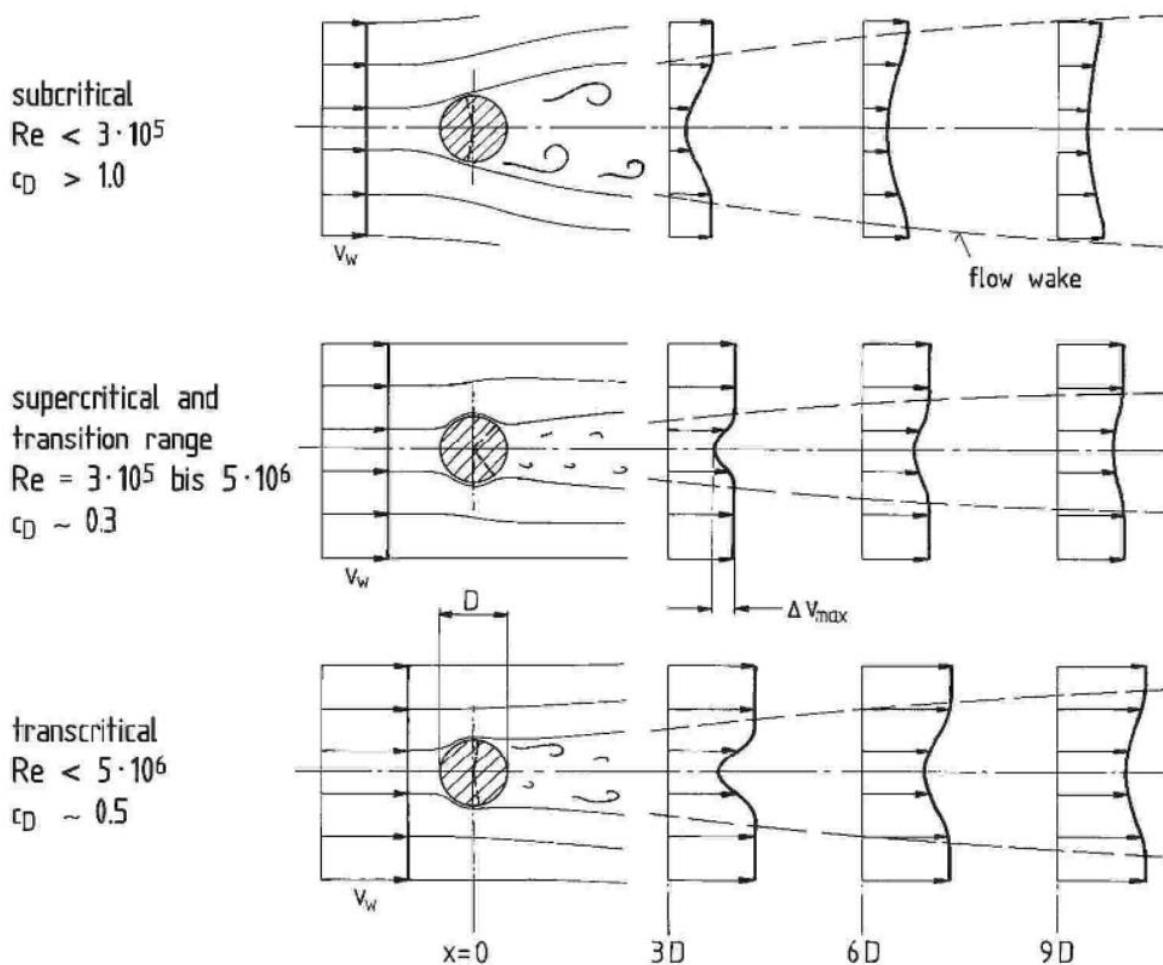


Figura 11. Regiones de flujo alrededor de cilindros
 Fuente: (Hau, 2015)

2.3.4 Dinámica de las líneas de amarre

La principal responsabilidad del sistema de amarre es mantener la plataforma fija en su posición. Se pueden diferenciar dos tipos de amarres sustancialmente diferentes. a.) Los amarres tensos, también llamados líneas de tensión, los cuales están equipados con un cabrestante para controlar, junto con el peso del amarre y la flotabilidad de la estructura, la tensión en el amarre. b.) Los sistemas de amarre flojo, también llamados en catenaria, en comparación logran la tensión en el cable solo con el peso propio del mismo. En sistemas de amarre flojos, partes del amarre pueden descansar sobre el fondo marino, lo que agrega otro nivel de complejidad. Los sistemas de amarre están diseñados para proporcionar una amortiguación de los movimientos de la estructura inducidos por las olas y el viento y, por lo tanto, son esenciales para la estabilidad de algunas plataformas (McCormick, 2009).

Los sistemas de amarre en aguas poco profundas pueden modelarse lo suficiente con un enfoque cuasiestático debido a la masa total limitada de las líneas y los pequeños movimientos del sistema. Esto permite la predicción correcta de los momentos de restauración en la plataforma. Aunque pueden ocurrir fuerzas de arrastre serias a lo largo de

las líneas, es una práctica común omitir el comportamiento dinámico para esas profundidades de agua, debido a que los resultados obtenidos son suficientemente exactos (Hufnagel, 2017).

Con el aumento de la profundidad del agua, el comportamiento dinámico de los amarres, como la inercia, el arrastre o el desprendimiento de vórtices, adquiere una importancia cada vez mayor y ya no se puede descuidar. Hay varias formas de implementar la naturaleza dinámica del sistema de amarre. El enfoque más usado es dividir el amarre en varios elementos discretos y rígidos que están conectados por sistemas de amortiguadores de resorte, éstos sistemas modelan la rigidez extensional, rotacional y la amortiguación de los distintos elementos en los que se dividió el amarre. Dependiendo del material y la estructura del amarre, esta simplificación tiene un impacto mayor o menor en los resultados. La interacción con el fondo marino se modela simultáneamente como una combinación de resortes y amortiguadores (Figura 12). Los únicos grados permitidos de libertad de los cuerpos son el alargamiento a lo largo del amarre, así como la curvatura del amarre. El giro de la línea, así como el alargamiento ortogonal al eje de la línea, se omiten del modelo (Matha et al., 2011).

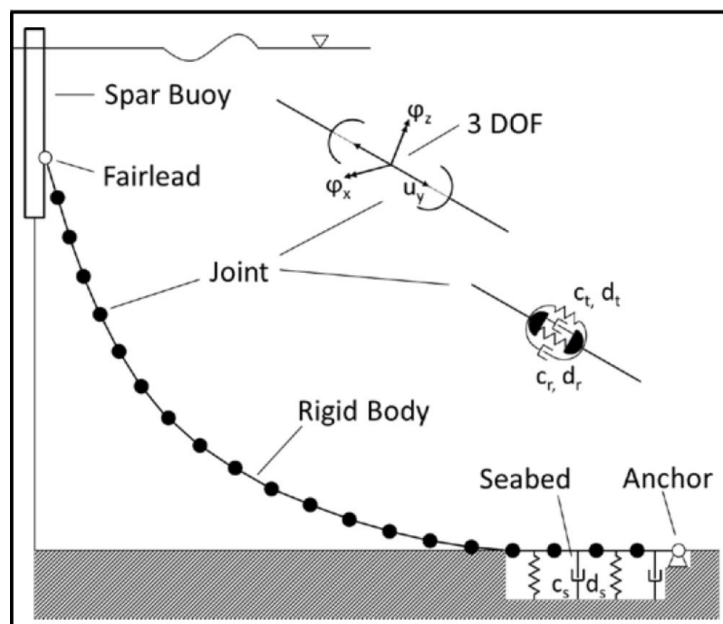


Figura 12. Topología de un sistema de amarre multicuerpo
Fuente: (Matha et al., 2011)

2.4 WindCrete

El WindCrete es un tipo de plataforma flotante desarrollada por investigadores del Departamento de Ingeniería Civil y Ambiental de la UPC BarcelonaTech (Barcelona, España). Su desarrollo se produjo debido al alto costo que significa la construcción e instalación de la

subestructura de plataformas flotantes que en la mayoría de los casos son estructuras de acero. Windcrete consiste en una estructura de hormigón postesado monolítica que incluye tanto torre como flotador (Figura 13), y está pensada para ser construida como una sola pieza, lo cual se puede traducir en una significativa reducción de costos durante la fase de construcción y también en operación debido a que este tipo de plataforma casi no necesita mantenimiento durante su vida útil.

El cambiar el acero por hormigón puede disminuir los costos por material en un 60%, además el agregar tensiones de compresión se puede traducir en un incremento significativo de la resistencia a la fatiga de la estructura, lo cual es muy beneficioso para los aerogeneradores flotantes ya que éstos se encuentran sometidos a una gran cantidad de cargas cíclicas debidas principalmente a vibraciones producidas por el olaje, viento y al movimiento del rotor, sin embargo se debe controlar que las compresiones inducidas no sean excesivas ya que estas podrían provocar un efecto adverso al deseado (Campos, Molins, Gironella, & Trubat, 2016; Trubat, Bairan, Yague, & Molins, 2019). Entre otras ventajas según (FIB, 1996) tenemos:

- Plataformas offshore de hormigón proporcionan seguridad operacional completa
- Muestran un nivel de durabilidad muy alto
- No requieren costosas operaciones de mantenimiento y reparación
- Su vida útil efectiva se ha subestimado y su vida de diseño inicial de 20 años puede extenderse considerablemente.

La ausencia de juntas en la plataforma Windcrete incrementa la durabilidad del hormigón contra el ambiente, minimizando la penetración de cloruros, agua y también previniendo daños en las zonas de transición de estructuras mixtas de hormigón y acero; además al ser una estructura monolítica se puede realizar un alto control de calidad en la etapa de construcción (Campos et al., 2016). La vida de diseño de WindCrete es de 60 años. Esta vida de diseño afecta a todos los elementos permanentes y conectores de amarre fijados al casco de concreto, así como a la zona de salpicadura para protección y tolerancia a la corrosión.



Figura 13. Plataforma Windcrete
Fuente: (ESTEYCO, COBRA, JDR, & UPC, 2019)

2.5 OPENFAST

FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence modeling) es un código de referencia utilizado para el análisis y diseño de turbinas eólicas flotantes creado en colaboración conjunta por la Universidad de Oregón (Oregon State University) y Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL). FAST “acopla modelos aerodinámicos, modelos hidrodinámicos para estructuras en alta mar, modelos dinámicos de control y sistemas eléctricos (servo), y modelos dinámicos estructurales (elásticos) para permitir la simulación aero-hidro-servo-elástica no lineal acoplada en el dominio del tiempo”(NREL, 2017).

OPENFAST permite obtener la respuesta dinámica de turbinas de eje horizontal de 2 y 3 palas, desde sus inicios ha tenido una serie de modificaciones y actualizaciones siendo hoy en día muy una herramienta muy útil en el cálculo de estructuras tanto en tierra como flotantes (Gutiérrez et al., 2011).

En la Figura 14 se muestran los distintos módulos que posee el programa FAST y las distintas áreas en las que se emplean cada uno de los módulos.

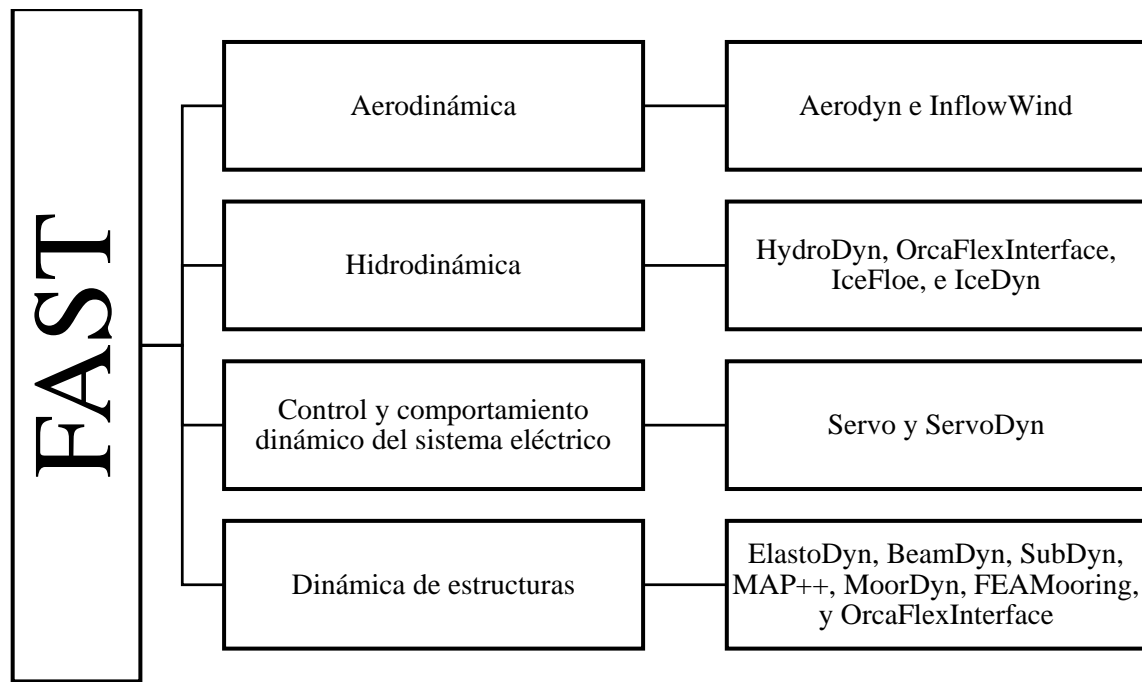


Figura 14. Módulos del programa Fast
Fuente: (B. Jonkman & Jonkman, 2016)

En la realización de este TFM se emplearán los siguientes módulos de FAST: Aerodyn, BeamDyn, Elastodyn, Hydrodyn, InflowWind y Moordyn.

2.5.1 Aerodyn

Aerodyn es un módulo aerodinámico de análisis en el tiempo para aerogeneradores que se ha acoplado a la herramienta de ingeniería multifísica FAST versión 8 para permitir la simulación aeroelástica de turbinas de eje horizontal. Aerodyn fue originalmente desarrollado para modelar la aerodinámica de aerogeneradores, sin embargo, el módulo también permite simular la hidrodinámica de turbinas hidrocinéticas marinas (MHK).

Aerodyn calcula las cargas aerodinámicas en las palas y en la torre, su cálculo se basa en los principios de las líneas de actuador, donde el flujo tridimensional que pasa alrededor de un cuerpo, es aproximado por un flujo bidimensional local distribuido en su sección transversal y la distribución de presiones y tensiones cortantes son aproximados por fuerzas de sustentación, arrastre y momentos de cabeceo concentrados en un nodo de la sección transversal. Para realizar el análisis Aerodyn distribuye nodos a lo largo de cada una de las palas y torres, las fuerzas y momentos (2D) de cada nodo se calculan como cargas distribuidas por unidad de longitud, finalmente las cargas aerodinámicas 3D se obtienen integrando las cargas 2D distribuidas a lo largo de toda la longitud (J. Jonkman, Hayman, Jonkman, Damiani, & Murray, 2015).

2.5.2 Hydrodyn

HydroDyn es un módulo de hidrodinámica de análisis el tiempo que se ha acoplado a la herramienta de ingeniería multifísica de turbinas eólicas FAST para permitir la simulación

aero-hidro-servoelástica de turbinas eólicas en alta mar. HydroDyn es aplicable a subestructuras offshore de fondo fijo y flotante. HydroDyn permite múltiples enfoques para calcular las cargas hidrodinámicas en una estructura: una solución de teoría de flujo potencial, una solución de la ecuación de Morison o una combinación híbrida de las dos. Las olas generadas internamente dentro de HydroDyn pueden ser regulares (periódicas) o irregulares (estocásticas) y de cresta larga (unidireccional) o de cresta corta (con energía de onda distribuida en un rango de direcciones). Las elevaciones de ola o la cinemática de ola completa también pueden generarse externamente y usarse dentro de HydroDyn. Cuando HydroDyn está acoplado a FAST, HydroDyn recibe la posición, orientación, velocidades y aceleraciones de la subestructura (rígida o flexible) en cada paso del tiempo de acoplamiento y luego calcula las cargas hidrodinámicas y las devuelve a FAST. En este momento, el módulo de dinámica estructural ElastoDyn de FAST supone para una plataforma flotante que la subestructura (plataforma flotante) es un cuerpo rígido de seis grados de libertad. (J. Jonkman, Robertson, & Hayman, 2015).

2.5.3 Elastodyn

El módulo ElastoDyn calcula los desplazamientos, velocidades, aceleraciones y cargas de reacción resultantes en el sistema debido a las cargas aero e hidrodinámicas, la entrada del controlador y la influencia subestructural del fondo marino. Permite la salida en 24 grados de libertad para diferentes configuraciones de turbina [24].

2.5.4 Servodyn

ServoDyn es la unidad de control de FAST y se encarga del funcionamiento de la turbina. Incluye modelos de control y accionamiento eléctrico para administrar el paso de la cuchilla, el par del generador y los movimientos de guiñada de la góndola. Se pueden utilizar diferentes sistemas de ruptura, como el eje de alta velocidad y los frenos de punta de cuchilla para garantizar una operación segura en todas las condiciones. ServoDyn puede ser compatible con subrutinas externas de Fortran o archivos biblioteca de vínculos dinámicos (.DLL) o conectarse a MATLAB a través de una interfaz Simulink (J. Jonkman, 2014).

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1 Definición del flotador Windcrete

El flotador está compuesto por un cilindro de hormigón postesado de 19 m de diámetro que se extiende desde el nivel medio del mar hasta una profundidad de 160 m, cuenta con una tapa semiesférica en su extremo inferior y en el extremo superior cuenta con un cono truncado de transición cuya altura es de 10 m, sus diámetros superior e inferior son 19 m y 14.20 m respectivamente, su función es unir la plataforma con la torre la cual posee un diámetro diferente y se describirá con más detalle en el siguiente apartado. El hormigón utilizado es hormigón de altas prestaciones con una resistencia característica de 75 MPa.

Para garantizar la estabilidad del flotador se colocó material de balasto ($\rho=3500 \text{ kg/m}^3$) desde el fondo del flotador hasta una altura de 32.43 m por encima del mismo; como aclaración se menciona que para el análisis se consideraron los primeros 15 metros de la torre como parte del flotador. En la Figura 15 se muestran las dimensiones del flotador propuesto y la ubicación del centro de gravedad en dos condiciones relleno de balasto y vacío; en la Tabla 1 se resumen las características mecánicas de la plataforma.

Características sin Balasto		Características con Balasto	
Volumen	6161.7808 m ³	Volumen	15404 m ³
ρ hormigón	2500 kg/m ³	ρ hormigón	2500 kg/m ³
ρ balasto	3500 kg/m ³	ρ balasto	3500 kg/m ³
Masa	15404452 kg	Masa	38510000 kg
CGz	-94.24 m	CGz	-120.55 m
Ixx, Iyy	4.49695E+10 kgm ²	Ixx, Iyy	7.04800E+10 kgm ²
Izz	1.02526E+09 kgm ²	Izz	2.00700E+09 kgm ²

Tabla 1. Características mecánicas de la plataforma

Fuente: El Autor

3.2 Definición de Torre

La torre está compuesta por un cono truncado de hormigón postesado de 0.4 m de espesor cuyos diámetros son 14.20 m, 7.30 m, inferior y superior respectivamente, y tiene un calado de 135.5 m (Figura 15). FAST permite modelar la torre como un elemento flexible mientras que el flotador es modelado como un cuerpo rígido, el software asume que la torre es una viga flexible que se extiende desde la góndola hasta el cono de transición.

La característica de interés para el software FAST (Elastodyn) en la torre es la rigidez flexional de la sección, debido a que la sección transversal de la torre varía en función de la altura, se dividió la torre en 11 secciones y se calculó la rigidez flexional de cada una, el resumen de los resultados se muestran en la Tabla 2.

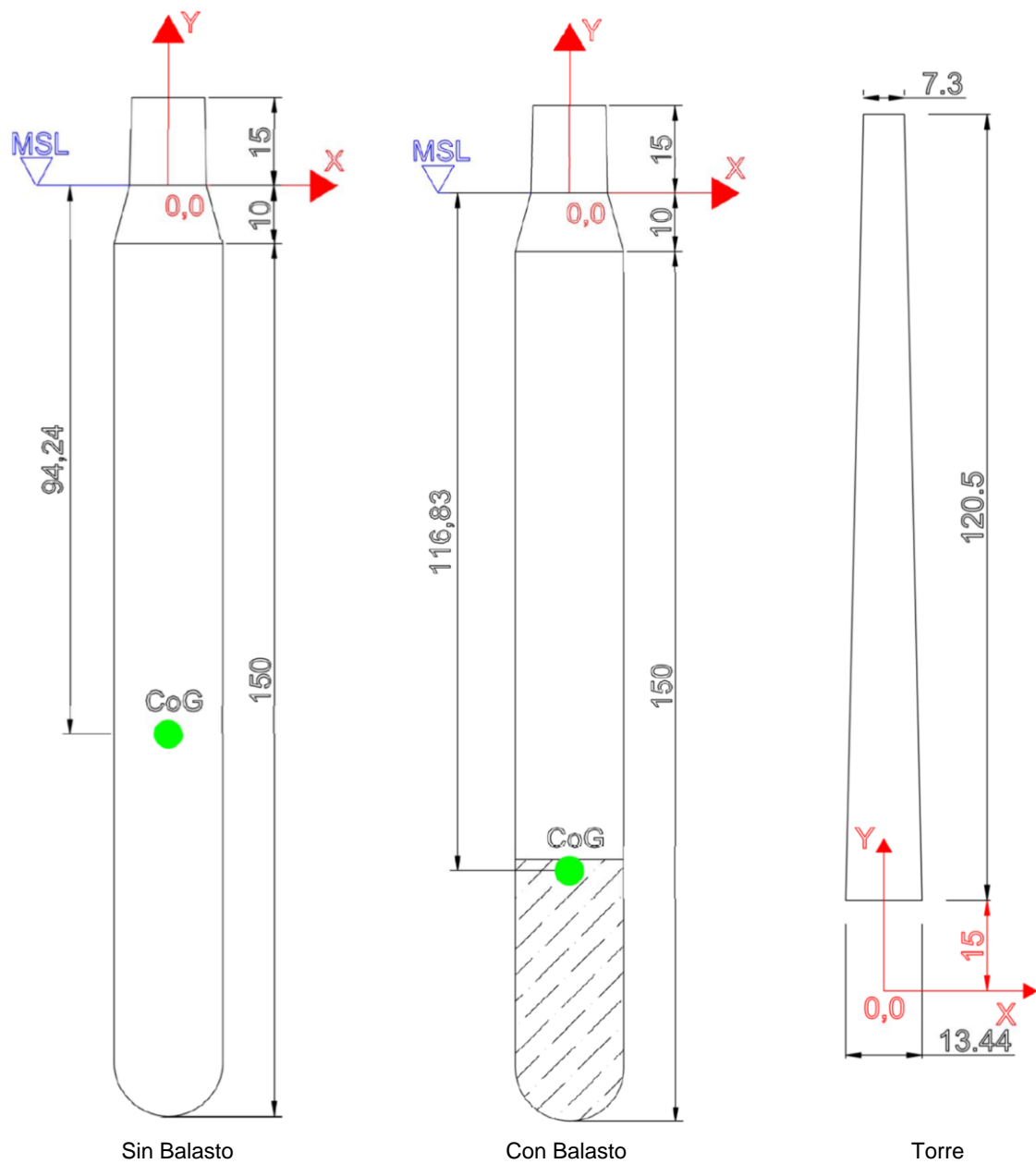


Figura 15. Flotador propuesto y torre
Fuente: El Autor

HtFract (%)	Dfract (m)	EspFract (m)	Área util (m ²)	TMassDen (kg/m)	I (m ⁴)	TwSSStif (Nm ²)
0	13.44	0.50	20.32	5.08001E+04	425.688332	1.55E+13
0.05	13.13	0.50	19.84	4.95953E+04	396.141866	1.44E+13
0.1	12.82	0.50	19.36	4.83904E+04	367.995924	1.34E+13
0.15	12.52	0.50	18.87	4.71856E+04	341.216486	1.24E+13
0.2	12.21	0.50	18.39	4.59808E+04	315.769526	1.15E+13
0.25	11.90	0.50	17.91	4.47759E+04	291.621022	1.06E+13
0.3	11.60	0.50	17.43	4.35711E+04	268.736951	9.76E+12
0.35	11.29	0.50	16.95	4.23663E+04	247.08329	8.97E+12
0.4	10.98	0.50	16.46	4.11615E+04	226.626014	8.23E+12
0.45	10.67	0.50	15.98	3.99566E+04	207.331102	7.53E+12

0.5	10.37	0.50	15.50	3.87518E+04	189.164529	6.87E+12
0.55	10.06	0.50	15.02	3.75470E+04	172.092273	6.25E+12
0.6	9.75	0.50	14.54	3.63422E+04	156.08031	5.67E+12
0.65	9.45	0.50	14.05	3.51373E+04	141.094617	5.12E+12
0.7	9.14	0.50	13.57	3.39325E+04	127.101171	4.62E+12
0.75	8.83	0.50	13.09	3.27277E+04	114.065948	4.14E+12
0.8	8.53	0.50	12.61	3.15228E+04	101.954925	3.70E+12
0.85	8.22	0.50	12.13	3.03180E+04	90.7340798	3.29E+12
0.9	7.91	0.50	11.65	2.91132E+04	80.3693881	2.92E+12
0.95	7.61	0.50	11.16	2.79084E+04	70.8268269	2.57E+12
1	7.30	0.50	10.68	2.67035E+04	62.072373	2.25E+12

Tabla 2. Características mecánicas de la torre

Fuente: El Autor

Además, es necesario calcular los modos de vibración de la torre asumiendo que la misma está empotrada en la base, para la obtención de los modos se utilizó el software Robot Structural Analysis (Figura 16). OPENFAST requiere que los modos sean normalizados a una poligonal de sexto grado ($y = a_6 * x^6 + a_5 * x^5 + a_4 * x^4 + a_3 * x^3 + a_2 * x^2 + a_1 * x + a_0$).

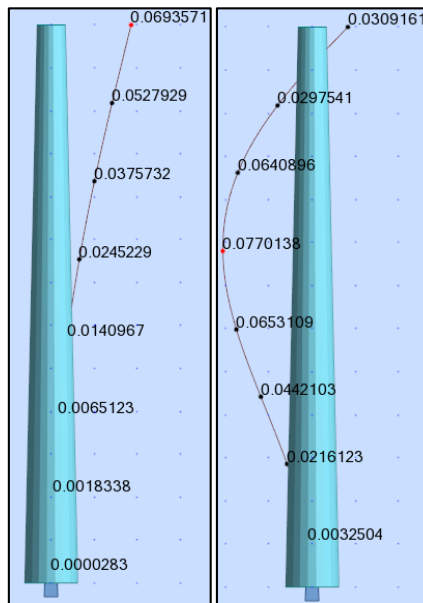


Figura 16. Modos de vibración de la torre

Fuente: El Autor

La normalización se realizó con métodos directos y se obtuvieron los siguientes coeficientes normalizados

Coeficiente	Modos en X		Modos en Y	
	1er modo	2do modo	1er modo	2do modo
a ₂	0.636	61.337	0.643	41.689
a ₃	1.281	-15.943	1.267	-12.661
a ₄	1.916	-40.913	-1.893	-24.222
a ₅	1.592	-43.500	1.569	-34.273
a ₆	0.593	40.018	-0.587	30.467

Tabla 3. Coeficientes normalizados poligonal 6to grado

Fuente: El Autor

3.3 Definición de los amarres

El sistema de amarres del flotador está diseñado con tres líneas de amarre distribuidas cada 120° (Figura 17). Los puntos de guía deben instalarse cerca del centro de gravedad de la estructura para evitar momentos de cabeceo que aumentarán el rango de tensión de las líneas de amarre y, por lo tanto, reducirán su vida útil.

3.4 Sistema de coordenadas (Windcrete)

En la Figura 17 se muestra el sistema de ejes y la convención de signos empleados. En resumen:

- El centro de coordenadas está situado en el eje vertical de la plataforma
- Eje Z+ apuntando hacia arriba
- Eje X+ inicialmente apuntando entre las líneas de amarre 2 y 3.
- Eje Y+ inicialmente apuntando hacia babor, a 270° de la línea de amarre 1.

Los desplazamientos se darán como:

- Avance (surge) positivo cuando el movimiento va paralelo al eje X hacia su dirección positiva.
- Abatimiento (sway) positivo cuando el movimiento va paralelo al eje Y, hacia su dirección positiva.
- Ascenso (heave) positivo cuando el movimiento va hacia arriba.
- Rolado (roll) positivo cuando la plataforma gira alrededor del eje X y la turbina se dirige hacia la dirección Y negativa.
- Cabeceo (pitch) positivo cuando la plataforma gira alrededor del eje Y y la turbina se dirige hacia la dirección X positiva.
- Guiñada (yaw) positiva cuando la plataforma gira en sentido antihorario en la vista en planta

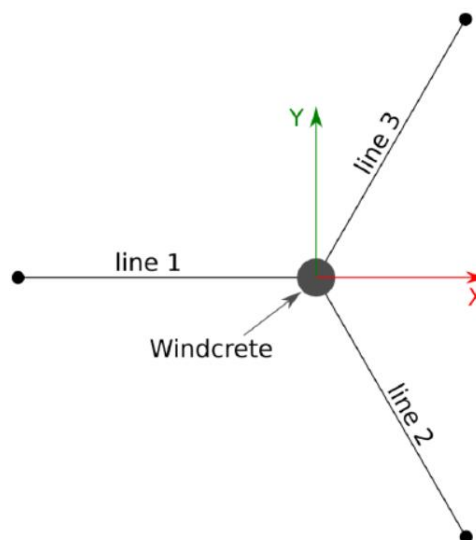


Figura 17. Sistema de coordenadas Windcrete
Fuente: (ESTEYCO et al., 2019)

3.5 Datos de la turbina

En la Tabla 4 se resumen las principales características de la turbina eólica empleada (Gaertner et al., 2020) en este diseño; adicional a esto en la Figura 18 se muestra la curva de potencia energética de la turbina.

Características Turbina Eólica	
Output power	15 MW
Rotor diameter	240.00 m
Hub diameter	6.00 m
Hub height above sea level	150.00 m
Nacelle mass including rotor (RNA)	1446.00 t
Blade mass	65.70 t
Distance from Tower Top to Hub Height	5.00 m
Cut-in wind speed	3.00 m/s
Rated wind speed	10.56 m/s
Cut-out wind speed	25.00 m/s
Minimum rotor speed	4.60 rpm
Maximum rotor speed	7.60 rpm

Tabla 4. Características turbina eólica
Fuente: (Gaertner et al., 2020)

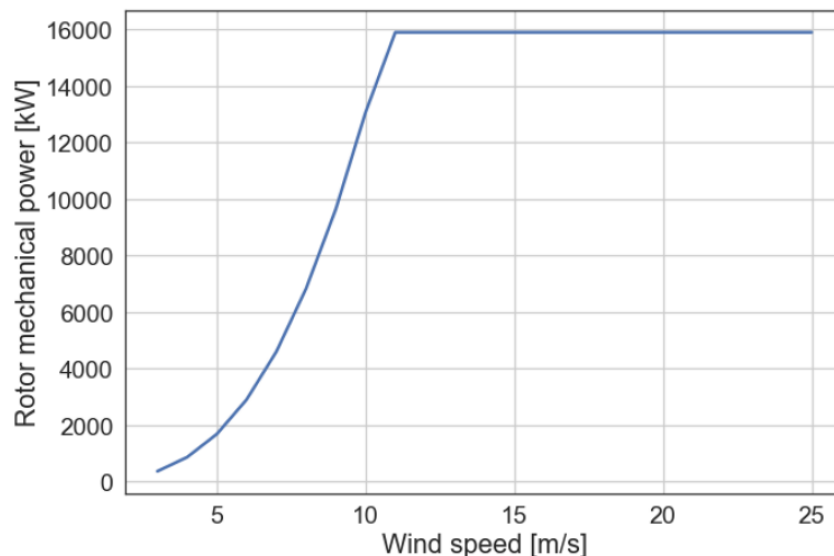


Figura 18. Curva de potencia turbina 15 MW
Fuente: (Gaertner et al., 2020)

3.6 Emplazamiento

Los lugares para realizar el emplazamiento se obtienen del estudio COREWIND D1.2, el cual propone tres posibles lugares para el emplazamiento de turbinas de 10 MW, estos lugares son: West of Barra, Gran Canara y Morro Bay. Se eligió Morro Bay debido a que poseía las condiciones meteorológicas más críticas de los tres lugares mencionados. El aerogenerador flotante se ubicará en la costa oeste de los Estados Unidos (California) en las coordenadas 35°5'0"N, 121°30'0"W (Figura 19). Esta ubicación ha sido seleccionada debido a que se la ha identificado como un área de alto potencial para el desarrollo de estructuras

flotantes de agua profunda. En esta zona el recurso eólico es alto y confiable durante todo el año, presentando una densidad de potencia media anual de alrededor de 1,3 kW por metro cuadrado de viento en la Tabla 5 se resumen las características ambientales del lugar (ESTEYCO et al., 2019).

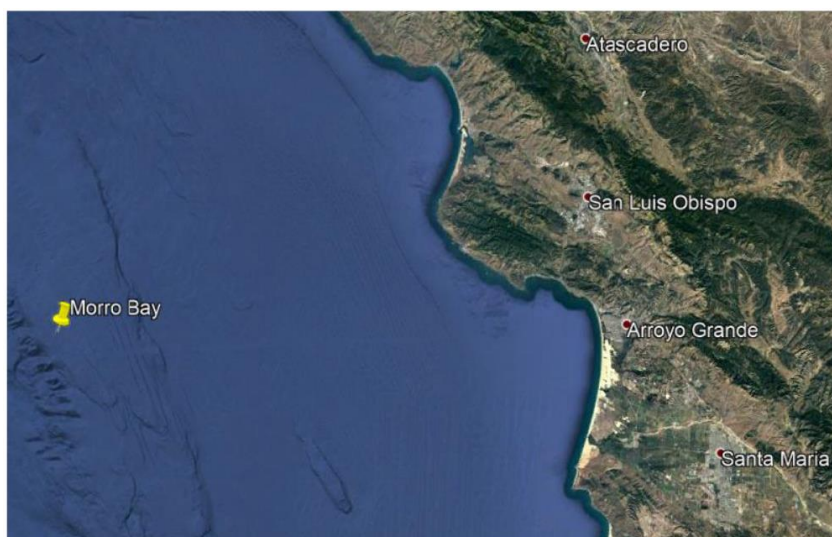


Figura 19. Localización del proyecto

Fuente: Google Maps

		Parámetro	Valor	Unidad
Viento	EMW	$U_{mean,hub}$	10.5	m/s
		$U_{10,hub,50-yr}$	37.14	m/s
		$U_{hub,50-yr}$ $=1.4*U_{10,hub,50-yr}$	52.01	m/s
		$U_{hub,1-yr}$ $=0.8*U_{hub,50-yr}$	41.608	m/s
		$\sigma_U=0.11*U_{10,hub}$	4.08	-
Oleaje	ESS	$H_{s,50-yr}$; $[T_{p,min};T_{p,max}]$	9.9 [17-19]	m; [s;s]
		$H_{s,1-yr}$; $[T_{p,min};T_{p,max}]$	6 [12-16]	m; [s;s]
Nivel del mar	MSL		200	M
	EWLR	$HSWL_{50-yr}$	4.16	M
		$LSWL_{50-yr}$	-2.48	M

Tabla 5. Resumen características ambientales del lugar de emplazamiento

Fuente: (ESTEYCO et al., 2019)

Para la obtención de la altura del oleaje y los períodos del mismo, se utilizó información del proyecto COREWIND (ESTEYCO et al., 2019). En la Tabla 6 se muestran datos obtenidos de sensores instalados en las cercanías del lugar de emplazamiento y relacionan velocidades de viento (promedio 1 hora) a una altura de 10 m (sobre el nivel medio del mar) con alturas significativas de olas. Realizando interpolaciones y valores promedios se obtuvo alturas de ola significativa para un rango de velocidades de 0 (m/s) hasta 20 (m/s).

Significant Wave Height [m]	WIND SPEED (1-hour at 10 m)										
	0.00 - 2.00	2.00 - 4.00	4.00 - 6.00	6.00 - 8.00	8.00 - 10.00	10.00 - 12.00	12.00 - 14.00	14.00 - 16.00	16.00 - 18.00	18.00 - 20.00	>20.00
0.00 - 1.00	0.084	0.270	0.280	0.084	0.004						
1.00 - 2.00	3.103	9.247	10.896	8.021	3.621	0.550	0.017	0.002			
2.00 - 3.00	2.453	7.425	9.817	9.540	8.452	4.282	0.781	0.037	0.006	0.001	
3.00 - 4.00	0.665	2.201	3.296	3.293	2.911	2.227	0.897	0.118	0.014	0.003	0.001
4.00 - 5.00	0.215	0.529	0.779	0.857	0.818	0.619	0.302	0.088	0.014	0.002	0.003
5.00 - 6.00	0.047	0.127	0.165	0.171	0.169	0.104	0.082	0.037	0.014	0.003	0.002
6.00 - 7.00	0.008	0.023	0.033	0.041	0.036	0.028	0.025	0.017	0.005	0.001	0.001
> 7.00		0.003	0.004	0.005	0.004	0.002	0.005	0.007	0.004	0.002	

Tabla 6. Parámetros diagrama dispersión viento-oleaje
Fuente: (ESTEYCO et al., 2019)

Una vez obtenidas las alturas de ola significativas, se procede a buscar que período pico de ola (T_p) le corresponde a cada una, para lo cual se utiliza el “diagrama de dispersión oleaje-período” de la Figura 20. Como resultado se obtienen los datos de la Tabla 7.

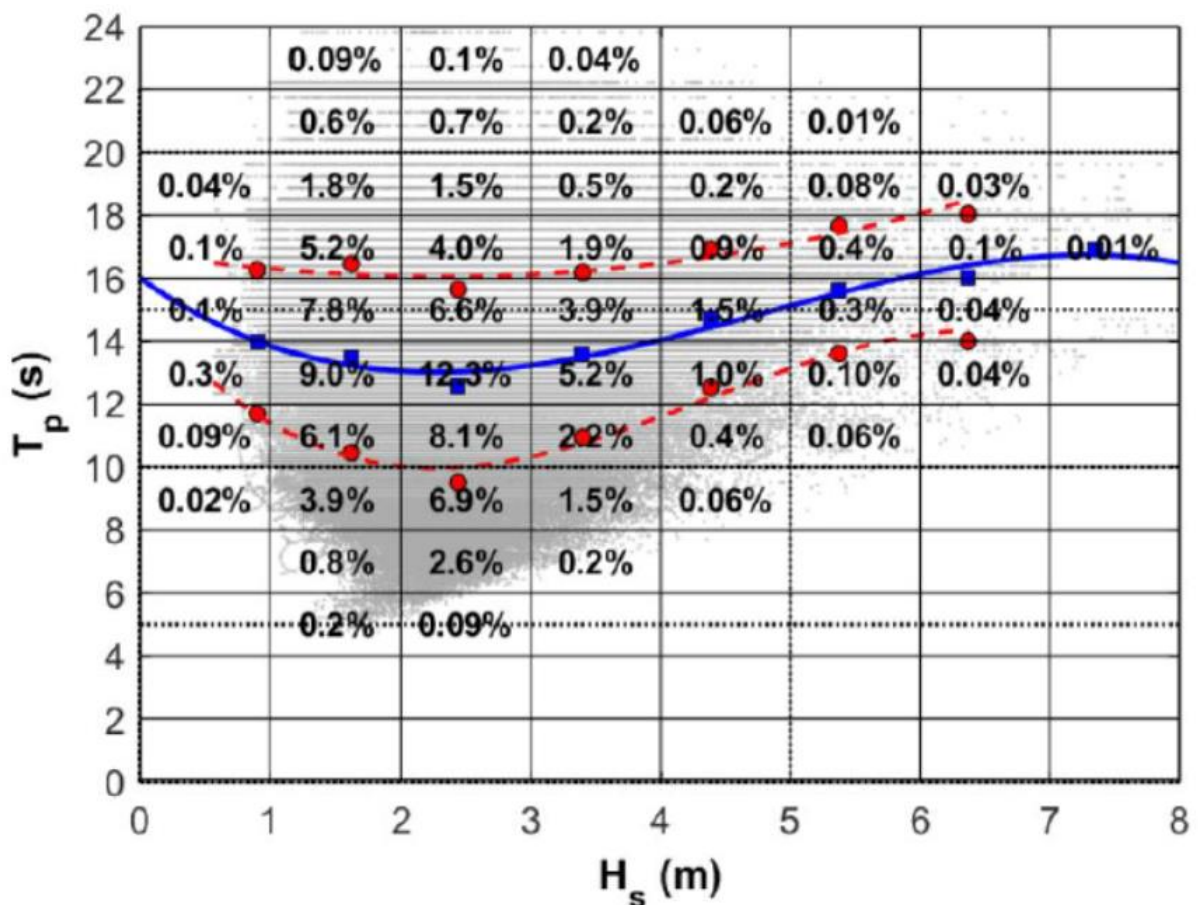


Figura 20. Diagrama de dispersión oleaje-período
Fuente: (ESTEYCO et al., 2019)

$V_{10m}(m/s)$	$H_s (m)$	$T_p (s)$
1	2.20	13.16
3	2.20	13.16
5	2.26	13.18
7	2.39	13.22
9	2.60	13.28
11	2.93	13.38
13	3.38	13.63
15	4.15	14.15
17	4.68	14.68
19	5.00	15.00
21	4.93	14.93

Tabla 7. Velocidad de viento (a 10m), periodo y oleaje

Fuente: (ESTEYCO et al., 2019)

Una vez conocido el oleaje que corresponde al viento a una altura de 10 m es necesario relacionarlo con el viento que va a ocurrir en el hub de la turbina es decir se requiere conocer la velocidad del viento a una altura de 150 m de alto sobre el nivel medio del mar para lo cual se utilizó la Ecuación 3 (DNVGL-ST-0437, 2016)

$V(z) = V_{hub} \cdot \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{hub}}{z_0}\right)}$	Ecuación 3
--	------------

En donde z es la altura en la que deseamos conocer la velocidad del viento (10 m para este caso), V_{hub} es la velocidad del viento en el hub de la turbina (se asumen velocidades desde 1 (m/s) hasta 25 (m/s)), y z_0 es un parámetro de rugosidad que para este caso se tomó como 0.00018.

Finalmente, con interpolaciones se obtienen las alturas de ola significativas y períodos correspondientes los cuales se resumen en la Tabla 8.

$V_{10m}(m/s)$	$V_{150m}(m/s)$	$H_s (m)$	$T_p (s)$
0.80	1	1.76	10.55
2.40	3	2.20	13.16
4.01	5	2.23	13.17
5.61	7	2.30	13.19
7.21	9	2.41	13.22
8.82	11	2.58	13.27
10.42	13	2.83	13.35
12.02	15	3.16	13.51
13.63	17	3.62	13.79
15.23	19	4.21	14.21
16.83	21	4.63	14.63
18.44	23	4.91	14.91
20.04	25	4.96	14.96

Tabla 8. Velocidad viento, oleajes utilizados en DLC1.3

Fuente: (LIFES50+, 2015)

3.7 Definición de casos de Carga

Para la obtención de los casos de carga se empleó el código DNVGL-ST-0437, el cual ha sido escrito para la certificación de turbinas eólicas que han sido diseñadas para un sitio específico después de que este último haya sido evaluado y los datos de medición estén completamente disponibles. Este no es el caso en este proyecto por lo cual los casos de carga deberán probar que el diseño del flotador presentado muestra una dinámica y cargas apropiadas que están en un rango aceptable como se especifica en el apartado prediseño.

Los casos de carga están numerados del 1 al 8 y se dividen en producción de energía normal, producción de energía más ocurrencia de falla, arranque, apagado normal, apagado de emergencia, estacionado (parado o inactivo), estacionado más condiciones de falla y transporte, montaje, mantenimiento y reparación. En esta tesis no se estudiarán todos los casos de carga propuestos en el código DNVGL-ST-0437 (lo cual sería lo ideal), debido a que algunos casos se basan en la experiencia con un cierto tipo de turbina y no son aplicables en esta etapa de diseño.

En la Tabla 9 se resumen los casos de carga que serán analizados. Además, buscando impedir inclinaciones excesivas en la plataforma, la normativa brinda límites de aceleraciones y rotaciones permitidas, los cuales se resumen en la Tabla 10

Descripción	Sub Cases	Tiempo Sim	Seeds	Oleaje	Viento	Turbina
Equilibrio Estático	1	1000		Sin oleaje	-	Detenida
Surge decay	1	1000		Sin oleaje	-	Detenida
Heave decay	1	1000		Sin oleaje	-	Detenida
Pitch decay	1	1000		Sin oleaje	-	Detenida
Yaw decay	1	1000		Sin oleaje	-	Detenida
Tower decay	1	1000		Sin oleaje	-	Detenida
Oleaje regular	1	1800		Regular H=6m, T=10s	-	Detenida
Step wind	1	15000		Sin oleaje	Uniforme, estable 4-25 m/s	Control activo operativo
DLC1.3	6	600	6	Espectro irregular Jonswap. $H_s = []$, $T_p = []$.	Dinámico, ETM $V_{hub} = [3 \text{ a } 25 \text{ m/s}]$	Control activo operativo

DLC1.6	6	600	6	Espectro irregular Jonswap. Hs,50 = 9.9m, Tp,50 = 17s	Dinámico, NTM Vhub = [3 a 25 m/s]	Control activo operativo
DLC6.1	1	3600	1	Espectro irregular Jonswap. Hs,50 = 9.9m, Tp,50 = 17s	Dinámico, EWM V	Detenida

Tabla 9. Casos de carga a Analizar
Fuente: (DNVGL-ST-0437, 2016)

OPERACIÓN		TURBINA RALENTIZADA	
Tipología	Límite	Tipología	Límite
Yaw (10 min. max)	<15°	Pitch (10 min. promedio)	[-5°, +5°]
Yaw (10 min. std)	<3°	Pitch (10 min. max)	[-7°, +7°]
Pitch / roll (max.)	[-5.5°, +5.5°]	PARADA EMERGENCIA	
Pitch (10 min. promedio)	[-4°, +4°]	Max. pitch	[-15°, +15°]
Roll (max.)	[-3.5°, +3.5°]	LÍMITES ACELERACIÓN	
Pitch (10 min. std)	<1°	Operation (acc. XY / acc. Z)	2.8 m/s ² (0.28g)
Roll (10 min. std)	<1°	Survival (acc. XY / acc. Z)	3.5 m/s ² (0.35g)

Tabla 10. Límites de operación rotaciones y aceleraciones
Fuente: (DNVGL-ST-0437, 2016)

3.8 Verificación de estado límite de servicio (ELS) y estado límite último de la estructura (ELU)

Los momentos flexionantes a los que se encuentra sometida la estructura y los esfuerzos a los que se encuentran sometidos los amarres, se obtienen mediante el software FAST, para facilitar el análisis y diseño de la estructura, se dividirá tanto torre como flotador en 296 secciones y se verificará que cada una de las secciones cumplan con las solicitaciones expuestas en el código EHE-08.

3.8.1 Estado límite de Servicio (ELS)

La situación crítica que se debe determinar es cuando la estructura empieza a estar en servicio en mar abierto. La estructura va a estar sometida a cargas cíclicas producidas por el oleaje y el viento, los cuales pueden producir esfuerzos de tracción y de fatiga. Tensiones excesivas pueden provocar grietas transversales mientras que compresiones excesivas pueden producir micro grietas (Prida, 2017).

El objetivo del análisis es obtener un rango de fuerzas de pretensión para satisfacer las cuatro condiciones que se explican más adelante. Se obtienen cuatro fuerzas para cada condición, dos de las fuerzas son el límite superior y las otras dos son el límite inferior. Se

escoge la mayor de las dos fuerzas del límite inferior y la menor de las fuerzas del límite superior.

Cálculo de la fuerza de pretensado

La verificación de los esfuerzos a corto y largo plazo expuestos a continuación se aplican a todas las secciones de la estructura:

➤ $t = 0$

Las tracciones y compresiones deben ser controladas, por esta razón se estudia la condición más desfavorable. Los factores de seguridad son aplicados de acuerdo a la naturaleza (favorable o desfavorable) de la acción externa.

En este caso, la situación más desfavorable ocurre cuando el momento externo genera esfuerzos de tracción, el cual debe ser compensado por las compresiones inducidas por la fuerza de pretensado y las cargas axiales.

$\sigma = -\frac{\gamma_{P,f,ELS}P_0}{A_c} - \frac{\gamma_{G,f,ELS}N}{A_c} + \frac{\gamma_{G,unf,ELS}M}{W} \leq 0$	Ecuación 4
--	------------

En donde:

- σ Esfuerzo en el hormigón (MPa)
- P_0 Fuerza de tesado ($t=0$) (N)
- N Fuerza axial en la estructura (N)
- M Momento flector (Nmm)
- A_c Área de la sección de hormigón (mm^2)
- W Módulo de la sección (mm^3)

γ_G, γ_P Son factores de seguridad y se resumen en la Tabla 11

	Estado Límite de Servicio (ELS)		Estado Límite Último (ELU)	
	Efecto Favorable	Efecto desfavorable	Efecto Favorable	Efecto desfavorable
Acciones Permanentes	$\gamma_{G,f,SLS} = 1.0$	$\gamma_{G,unf,SLS} = 1.0$	$\gamma_{G,f,ULS} = 1.0$	$\gamma_{G,unf,ULS} = 1.35$
Fuerza de pretensado	$\gamma_{P,f,SLS} = 1.0$	$\gamma_{P,unf,SLS} = 1.1$	$\gamma_{P,f,ULS} = 1.0$	$\gamma_{P,unf,ULS} = 1.1$

Tabla 11. Factores de seguridad (ELS, ULS)

Fuente: (EHE-08, 2011)

La siguiente condición impone que las compresiones deben ser limitadas. El peor de los casos ocurre cuando la flexión crea tensiones de compresión en la sección, como lo hacen el pretensado y la fuerza axial. Se establece un límite en las compresiones porque estas estructuras están sujetas a cargas cíclicas, lo que puede terminar en una falla por fatiga. El estándar establece que las tensiones de compresión no pueden

exceder $0.6f_{ck}$. Sin embargo, dado que estas estructuras están sujetas a grandes cargas cíclicas, se ha establecido el límite en $0.45f_{ck}$ para ser más conservador.

$\sigma = -\frac{Y_{P,unf,ELS}P_0}{A_c} - \frac{Y_{G,unf,ELS}N}{A_c} - \frac{Y_{G,unf,ELS}M}{W} \leq -0.60f_{ck}$	Ecuación 5
---	------------

$t \rightarrow \infty$

Para los estados a largo plazo, también hay dos condiciones para imponer. Son análogos a los mencionados anteriormente. Se supone que las pérdidas dependientes del tiempo ascienden al 18%.

$\sigma = -\frac{Y_{P,f,ELS}P_\infty}{A_c} - \frac{Y_{G,f,ELS}N}{A_c} + \frac{Y_{G,unf,ELS}M}{W} =$ $\sigma = -\frac{0.82Y_{P,f,ELS}P_0}{A_c} - \frac{Y_{G,f,ELS}N}{A_c} + \frac{Y_{G,unf,ELS}M}{W} \leq 0$	Ecuación 6
$\sigma = -\frac{Y_{P,unf,ELS}P_\infty}{A_c} - \frac{Y_{G,unf,ELS}N}{A_c} - \frac{Y_{G,unf,ELS}M}{W} =$ $\sigma = -\frac{0.82Y_{P,unf,ELS}P_0}{A_c} - \frac{Y_{G,unf,ELS}N}{A_c} - \frac{Y_{G,unf,ELS}M}{W} \geq -0.45f_{ck}$	Ecuación 7

Despejando las ecuaciones se obtiene:

$P_0 \geq \frac{\frac{Y_{G,unf,ELS}MA_c}{W} - Y_{G,f,ELS}N}{Y_{P,f,ELS}}$	Ecuación 8
$P_0 \leq \frac{0.45f_{ck}A_c - Y_{G,unf,ELS}N - \frac{Y_{G,unf,ELS}MA_c}{W}}{Y_{P,unf,ELS}}$	Ecuación 9
$P_0 \geq \frac{\frac{Y_{G,unf,ELS}MA_c}{W} - Y_{G,f,ELS}N}{0.82Y_{P,f,ELS}}$	Ecuación 10
$P_0 \leq \frac{0.45f_{ck}A_c - Y_{G,unf,ELS}N - \frac{Y_{G,unf,ELS}MA_c}{W}}{0.82Y_{P,unf,ELS}}$	Ecuación 11

3.8.2 Estado límite último (ELU)

El estado límite último ocurre cuando el hormigón se agrieta, y los esfuerzos son soportados por las armaduras; se asume que la estructura alcanza el estado de límite último debido al momento flexionante. Es así, que se debe verificar que la resistencia a momento de la estructura sea superior a la peor combinación de cargas:

$Y_{G,unf,ELU}M_{Ed} \leq M_{Rd}$	Ecuación 12
-----------------------------------	-------------

Se obtienen diferentes solicitaciones para cada una de las secciones, debido a que están sujetas a diferentes cargas, y se verifica que la Ecuación 12 se cumpla en todos los casos.

También es necesario verificar que la deformación unitaria del acero sea inferior a la deformación última que soporta el material (ϵ_{uk}), se busca que esta condición se satisfaga para que una vez que el hormigón se agriete el acero pueda soportar los esfuerzos y la estructura no colapse. El Eurocódigo 2 EN 1992-1-1 considera dos posibles ramificaciones para la relación tensión-deformación después de la fluencia. Para este caso, se considera que la tensión permanece constante una vez que se alcanza la tensión de fluencia del acero (f_{pd}).

Todas las secciones transversales de la estructura, a excepción de las secciones de que conforman la esfera inferior del flotador, son secciones huecas circulares. Por lo tanto, para el cálculo de la altura de compresión del hormigón (y) (se requiere y para calcular la fuerza de compresión del hormigón) es necesaria la parametrización de todas las secciones. Dependiendo de la altura de compresión, el ángulo que comprende el área de compresión varía. Esto conduce a la variación del área de compresión (Figura 21).

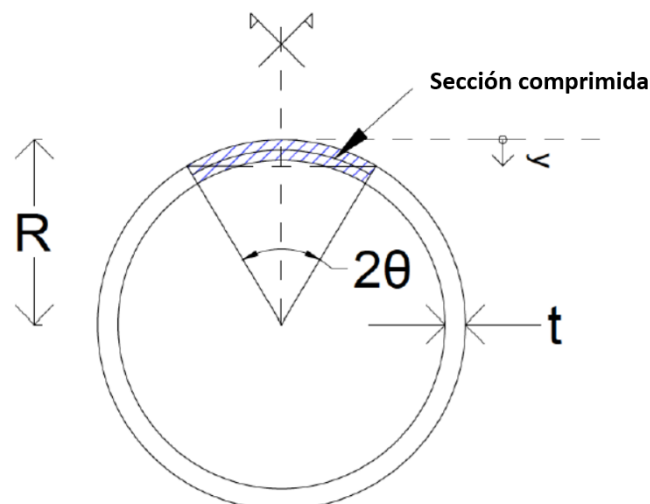


Figura 21. Variación altura bloque compresión
Fuente: El Autor

El ángulo θ se puede calcular con la siguiente expresión:

$\theta = \arccos\left(\frac{R - y}{R}\right)$	Ecuación 13
--	-------------

Donde R representa el radio de las secciones a lo largo de la estructura, y representa la altura de compresión para cada sección y t es el grosor de las paredes de concreto, para cada sección. Luego, para cada sección, θ depende del parámetro y , que inicialmente se desconoce.

Para determinar la longitud transformada del anillo exterior del área de compresión, se considera la sección intermedia del anillo exterior. Entonces, el área de la zona de compresión en cada sección es:

$A_{comp} = 2\theta t \left(R - \frac{t}{2}\right)$	Ecuación 14
---	-------------

La fuerza de compresión resultante del hormigón es:

$N_c = A_{comp} f_{cd}$	Ecuación 15
-------------------------	-------------

Donde f_{cd} es la resistencia a compresión de diseño del hormigón (75 MPa).

El centro de gravedad del anillo exterior se obtiene para encontrar el punto de aplicación de N_c . El anillo exterior generado por la altura de compresión se puede simplificar como la sección media del anillo exterior, que es un arco de circunferencia. El centro de gravedad de este arco de circunferencia para cada sección está a una distancia del centro de la circunferencia de z :

$z = \frac{R \sin(\theta)}{\theta}$	Ecuación 16
-------------------------------------	-------------

Finalmente, del equilibrio de momentos se obtiene que el momento resistente de la sección (M_{Rd}) es:

$M_{Rd} = (N_c + P_{ULS})z$	Ecuación 17
-----------------------------	-------------

Donde:

$P_{ULS} = A_p * f_{pd}$	Ecuación 18
--------------------------	-------------

3.9 Diseño de Pretensado

La estructura compuesta por el flotador y la torre se diseñó para trabajar bajo una condición IIIb (EHE-08), por lo cual no se admiten esfuerzos de tensión ni la aparición de grietas cuando el aerogenerador empieza a trabajar en servicio.

Por razones geométricas el trazado del pretensado no se puede hacer curvo, por lo que solo se utilizarán tendones rectos. Debido a que los tendones se van a distribuir de forma homogénea por toda la superficie circular, se pueden agrupar todos los tendones en un tendón ficticio que pasa por el centro de gravedad de todas las secciones, esta simplificación permite simplificar el cálculo ya que se asume excentricidad igual a cero en todas las secciones que conforman la estructura. Como resultado el acero de pretensado solo induce esfuerzos axiales de compresión.

La fuerza de pretensado que se introduce al comienzo del proceso disminuye debido a pérdidas directas (fricción, penetración de cuña y pérdidas elásticas) y debido a pérdidas dependientes del tiempo (fluencia, contracción y relajación del hormigón). Por esta razón, la fuerza de pretensado inicial debe ser mayor y no permitir descompresión en ninguna sección. Las pérdidas directas y dependientes del tiempo se calcularon de acuerdo a la sección 20.2.2 de la norma EHE-08 y se resumen en la Tabla 12.

Pérdidas directas	Por fricción	$\Delta P_1 = P_0 [1 - e^{-(\mu\alpha + Kx)}]$	Ecuación 19
	Por penetración de cuña	$\Delta P_2 = 2P_0 [1 - e^{-(\mu\alpha + Kkl_w)}]$ $l_w = \frac{wA_p E_p}{P_0 [1 - e^{-(\mu\alpha + Kkl_w)}]}$	Ecuación 20
	Por acortamiento elástico	$\Delta P_3 = \sigma_{cp} \frac{n-1}{2n} \frac{A_p E_p}{E_{cj}}$	Ecuación 21
Pérdidas dependientes del tiempo	$\Delta P_{dif} = \frac{n\varphi(t, t_0)\sigma_{cp} + E_p \varepsilon_{cs}(t, t_0) + 0.8\Delta\sigma_{pr}}{1 + n \frac{A_p}{A_c} \left(1 + \frac{A_c y_p^2}{I_c}\right) (1 + \chi\varphi(t, t_0))}$		Ecuación 22

Tabla 12. Pérdidas en acero postesado

Fuente: (EHE-08, 2011)

El diseño del pretensado se lo realizó en tres tramos, el primero desde la base del flotador hasta una altura de 198 m, el segundo desde 199 m a 249 m y el tercero desde 250 m hasta donde termina la torre (295.495 m). El tesado se realizará desde el extremo superior de la torre y para la fuerza de tesado requerida se utilizaron las ecuaciones 7,8,9 y 10. El resumen de las fuerzas requeridas (para no permitir tracciones) y las fuerzas máximas que pueden soportar las secciones se resumen en la Tabla 13. Estos valores de fuerza se utilizaron para calcular las pérdidas instantáneas y dependientes del tiempo con las cuales se calcularon las fuerzas de diseño. Los parámetros utilizados en el cálculo y el tipo de materiales utilizados se resumen en el Anexo 1.

	t=0		t=∞	
	Pmin (kN)	Pmax (kN)	Pmin (kN)	Pmax (kN)
DE 0 a 198	353875.9	521659.5	399597.7	468892.0
DE 199 a 249	237583.1	498443.0	268913.9	477167.9
DE 250 A 295.5	107759.4	414018.5	404587.3	122476.0

Tabla 13. Resumen fuerzas tesado

Fuente: El Autor

CAPÍTULO IV

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA EN MATLAB PARA LA OBTENCIÓN DE LOS ESFUERZOS INTERNOS EN EL FUSTE (FLOTADOR)

El software OPENFAST se encuentra aún en desarrollo, si bien cuenta con un módulo de análisis estructural (Elastodyn), este solo permite obtener esfuerzos internos en la torre y en las palas, mientras que para el caso del flotador solo obtiene las fuerzas externas debidas al oleaje mediante el módulo Hydrodyn (esta deficiencia espera ser resuelta en futuras versiones del programa por sus desarrolladores), por esta razón en esta tesis se planteó el desarrollo de una herramienta en Matlab que permita suplir esta deficiencia. Hydrodyn supone al flotador como un sólido rígido de seis grados de libertad con tres pequeños desplazamientos rotacionales, se hace esta suposición debido a que el flotador es mucho más rígido e inflexible en comparación con la torre o las palas del rotor (J. M. Jonkman, 2007).

4.1 Disposición de nodos en Hydrodyn

Se dispuso colocar 16 nodos para caracterizar el flotador, buscando ubicar los mismos donde existan cambios de sección, en la Figura 22 se muestra la disposición de los nodos utilizada.

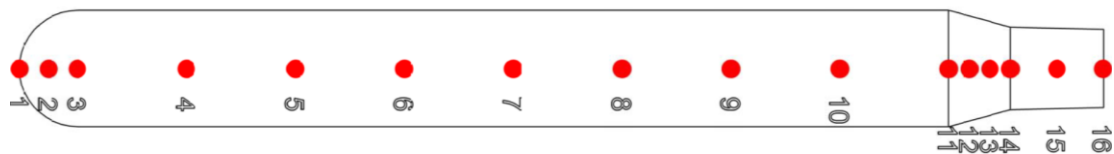


Figura 22. Ubicación de nodos en el fuste
Fuente: El Autor

4.2 Fuerzas obtenidas Hydrodyn y Moordyn

Una vez hecha la disposición de los nodos a través del módulo Hydrodyn, se solicitan las tres componentes (X , Y , Z) de las siguientes fuerzas: fuerza de arrastre viscosa, fuerza inercial del flujo, cargas de flotación, cargas de flotación debidas al balasto, fuerzas hidrodinámicas de masa agregada y las fuerzas inerciales debidas al balasto. Como primera verificación, se comprueba que la resultante de fuerzas hidrodinámicas (es decir la sumatoria de todas las fuerzas en sus tres direcciones X , Y , Z), calculada con Matlab coincida con la calculada en OPENFAST (Figura 23).

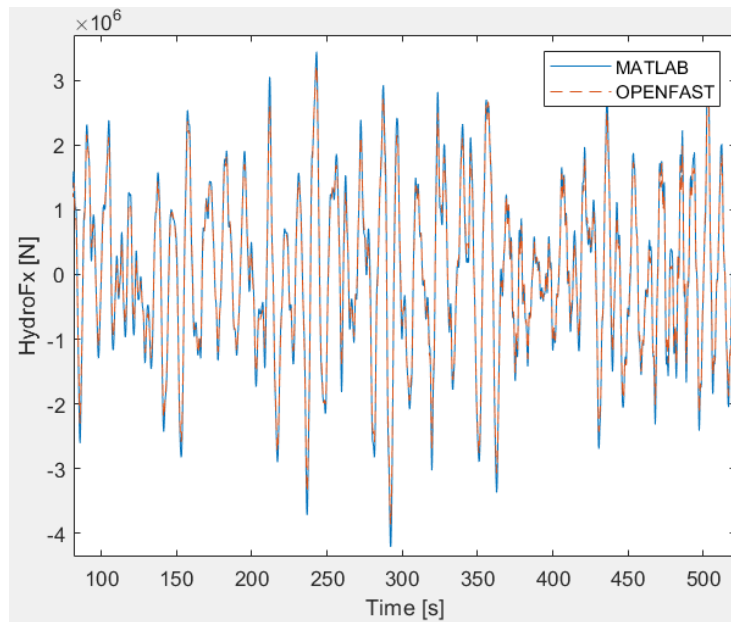


Figura 23. Comparación resultante fuerzas hidrodinámicas en X
Fuente: El Autor

Además de las fuerzas hidrodinámicas, para la estabilización del flotador se emplean amarres (moorings), por lo cual también es necesario considerar las fuerzas (en sus tres direcciones X, Y, Z) que están provocando los mismos, debido a que los amarres no están aplicados al centro de gravedad del flotador, sino que en sus paredes es necesario determinar la posición de los amarres a través de una matriz (Tabla 14):

	X	Y	Z
Amarre 1	-4.65	8.054	-90
Amarre 2	-4.65	-8.054	-90
Amarre 3	9.3	0	-90
Amarre 4	-4.65	8.054	-90
Amarre 5	-4.65	-8.054	-90
Amarre 6	9.3	0	-90

Tabla 14. Matriz posición amarres
Fuente: El autor

4.3 Distribución de masas, fuerza de flotación y fuerzas hidrostáticas.

Conocidas las fuerzas hidrodinámicas y las fuerzas debidas a los amarres hace falta considerar las fuerzas debidas al peso propio, las fuerzas de flotación (principio de Arquímedes) y las fuerzas debidas a la matriz de restauración hidrostática. Las fuerzas debidas al peso propio se obtienen de la cantidad de masa distribuida en cada uno de los nodos, existiendo una mayor concentración de masa en el extremo inferior del flotador debido al balasto, mientras que la fuerza de flotación depende del volumen de masa desplazado por el flotador, teniendo valores negativos en el extremo superior debido a que los últimos 15 metros del flotador no están sumergidos. En la Tabla 15 se resumen las masas distribuidas y las fuerzas de flotación correspondientes a cada nodo.

Nodo	Coordenadas (m)			Masas (kg)	Flotación (N)
	X	Y	Z		
1	0	0	-160.0	2195473.1	4514.0
2	0	0	-155.3	2630334.9	11285.0
3	0	0	-150.5	10565609.1	27291.9
4	0	0	-132.9	10565609.1	50069.9
5	0	0	-115.4	5835578.1	50069.9
6	0	0	-97.8	1105547.0	50069.9
7	0	0	-80.3	1105547.0	50069.9
8	0	0	-62.7	1105547.0	50069.9
9	0	0	-45.1	1105547.0	50069.9
10	0	0	-27.6	1105547.0	25034.9
11	0	0	-10.0	201716.0	2654.0
12	0	0	-6.7	183167.4	5308.1
13	0	0	-3.3	159981.6	5308.1
14	0	0	0.0	326832.1	2654.0
15	0	0	7.5	190778.1	0.0
16	0	0	15.0	127185.4	0.0

Tabla 15. Distribución masas y fuerzas flotación en los nodos
Fuente: El autor

El módulo Hydrodyn al realizar el cálculo de los desplazamientos y flotabilidad de la subestructura (flotador) no considera la posición desplazada de la misma, por esta razón es necesario calcular la matriz hidrostática de la plataforma, la cual es la siguiente:

$C_{ij}^{Hydrostatic} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1.592e06 \frac{N}{m} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -3.503e10 \frac{Nm}{rad} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -3.503e10 \frac{Nm}{rad} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$	Ecuación 23
--	-------------

Como resultado de la matriz hidrostática se generan una fuerza en la componente Z (AddFzi), un momento en X (AddMxi) y un momento en Y (AddMyi), y van aplicados en el nodo 14.

4.4 Sistema de referencia

Debido a que cada carga podría actuar en cualquier dirección, diferente de las demás, OPENFAST propone dos sistemas de referencia tridimensionales, uno global fijo en el espacio donde se refieren los desplazamientos absolutos de la estructura y uno local, fijo en el centro de gravedad de la estructura, que hace posible calcular las cargas que actúan a lo largo de él. En la Figura 24 se muestran los sistemas de referencia mencionados.

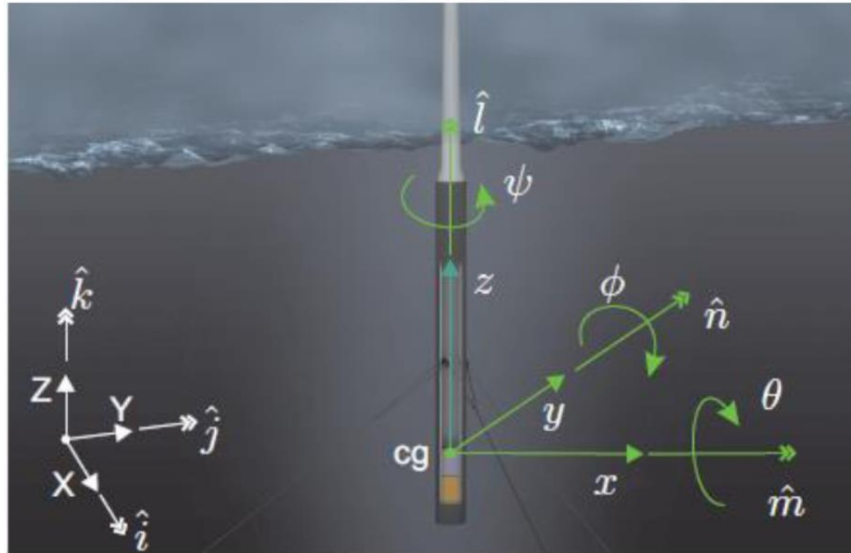


Figura 24. Sistemas de Referencia local y global
Fuente: (Campos, 2013)

Una vez conocidas todas las cargas actuantes sobre el fuste (cargas en coordenadas locales) es necesario transformarlas a coordenadas globales. Las transformaciones de coordenadas locales a globales se han realizado utilizando matrices de transformación. Estas matrices tienen en cuenta las rotaciones sobre ejes globales (rolado, cabeceo y guiñado) para determinar nuevas coordenadas. Dado que los sistemas de referencia elegidos son cartesianos, es posible obtener la matriz de transformación multiplicando las matrices de transformación de cada una de las rotaciones:

$CC_{\phi} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\phi & -\sin\phi \\ 0 & \sin\phi & \cos\phi \end{bmatrix}$	Ecuación 24
$CC_{\theta} = \begin{bmatrix} \cos\theta & 0 & \sin\theta \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin\theta & 0 & \cos\theta \end{bmatrix}$	Ecuación 25
$CC_{\psi} = \begin{bmatrix} \cos\psi & -\sin\psi & 0 \\ \sin\psi & \cos\psi & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	Ecuación 26

Multiplicando estas tres matrices (Ecuación 24, Ecuación 25 y Ecuación 26) se obtiene la matriz tridimensional de transformación (Ecuación 27)

$\begin{bmatrix} X \\ Y \\ Z \end{bmatrix} = CC_{\phi}CC_{\theta}CC_{\psi} \begin{bmatrix} x \\ y \\ z \end{bmatrix}$	Ecuación 27
---	-------------

En donde ϕ , θ y ψ son las rotaciones roll, pitch y yaw respectivamente.

4.5 Obtención de esfuerzos internos

Con las cargas transformadas a coordenadas globales, se asume empotramiento en el punto de unión de la torre con el flotador, y se calcula la ley de momentos y axiles suponiendo que el flotador actúa como una viga en voladizo. Finalmente se comparan las reacciones en

la base de la torre que obtiene OPENFAST con las obtenidas con la herramienta de Matlab (Figura 25). Se puede apreciar que el error comparando ambos métodos es mínimo, y podría deberse a que OPENFAST realiza la discretización de la plataforma de manera distinta a la aquí propuesta. El código de programación se adjunta en el ANEXO 5.

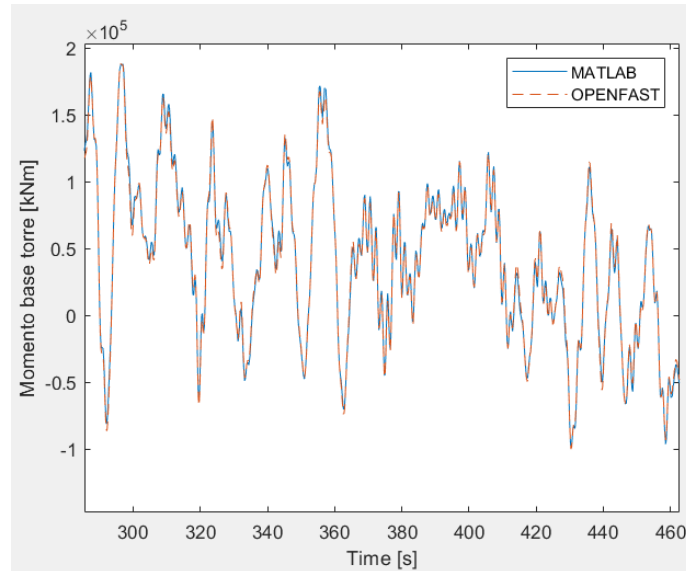


Figura 25. Comparación momentos (herramienta Matlab y OPENFAST)
Fuente: (Campos, 2013)

CAPÍTULO V
ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Etapa de prediseño

5.1.1 Análisis estático

Se ejecuta una primera simulación sin viento, sin olas y sin desplazamientos iniciales para evaluar la estabilidad del modelo y corregir el equilibrio entre las fuerzas gravitacionales y de flotabilidad. Se habilitan todos los grados de libertad y como puntos de interés se buscan las posiciones de equilibrio estático que se alcanzan después de los fenómenos transitorios (Figura 26)

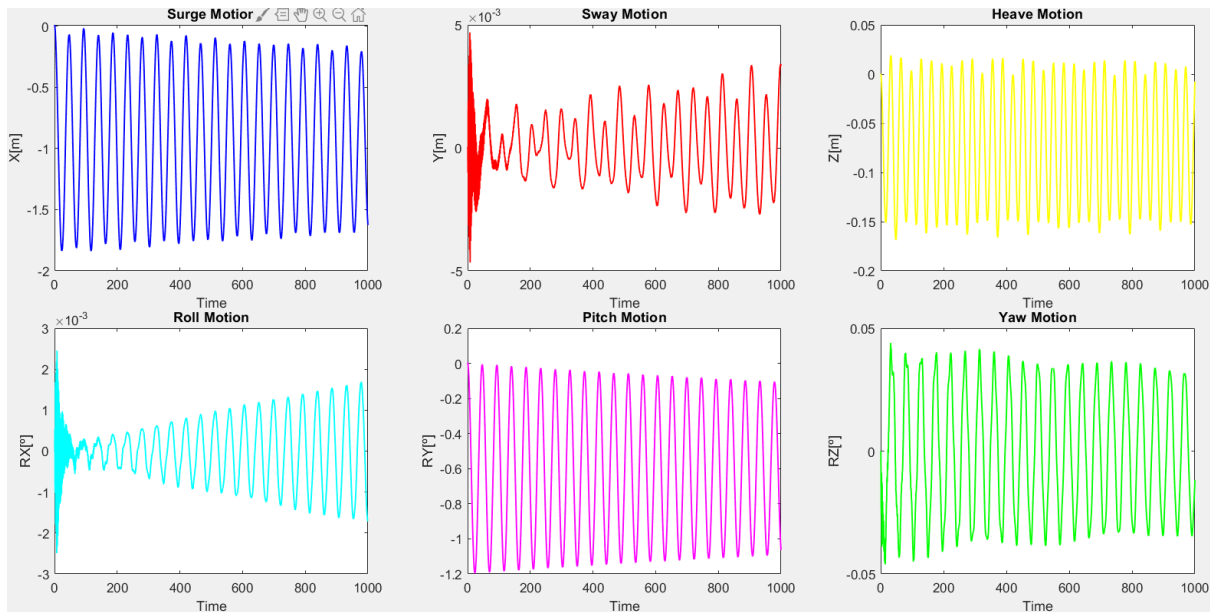


Figura 26. Desplazamientos plataforma (estático)

Fuente: El Autor

5.1.2 Free Decay test

Las pruebas free decay miden la respuesta de un sistema después de una excitación inicial como un desplazamiento o un impacto. Se realizan para un grado de libertad a la vez y proporcionan información sobre la amortiguación lineal y no lineal y la inercia del sistema (Kelberlau, 2013).

En las Figura 27 y Figura 28 se muestran los desplazamientos obtenidos para cada una de las pruebas free decay (heave, surge, pitch, yaw, roll). En la Figura 29 se muestra una prueba free decay provocada por un desplazamiento en la punta de la torre de 5 m (dirección X), y se observa que debido a la mayor rigidez del flotador las vibraciones se detienen mucho más rápido en comparación a las del flotador

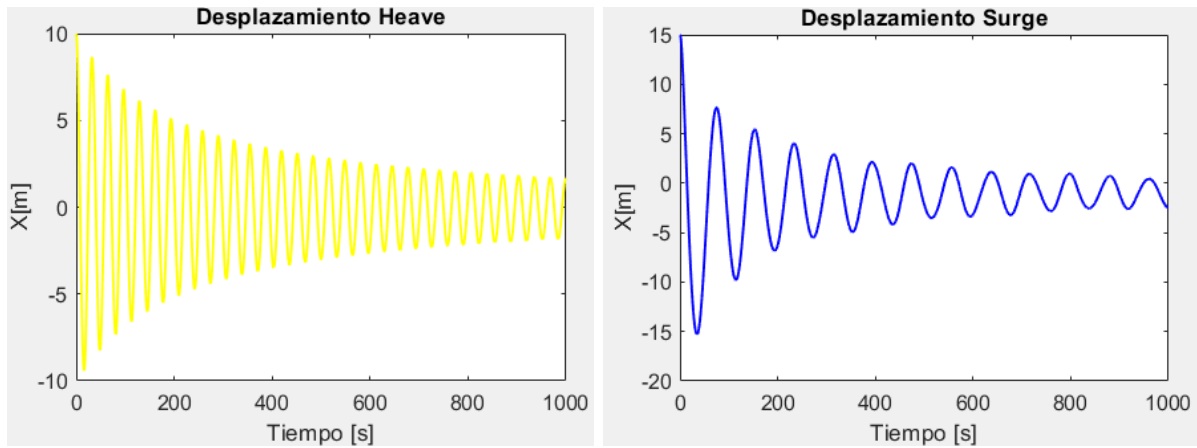


Figura 27. Free decay heave= 10 m, Free decay surge= 15m
Fuente: El Autor

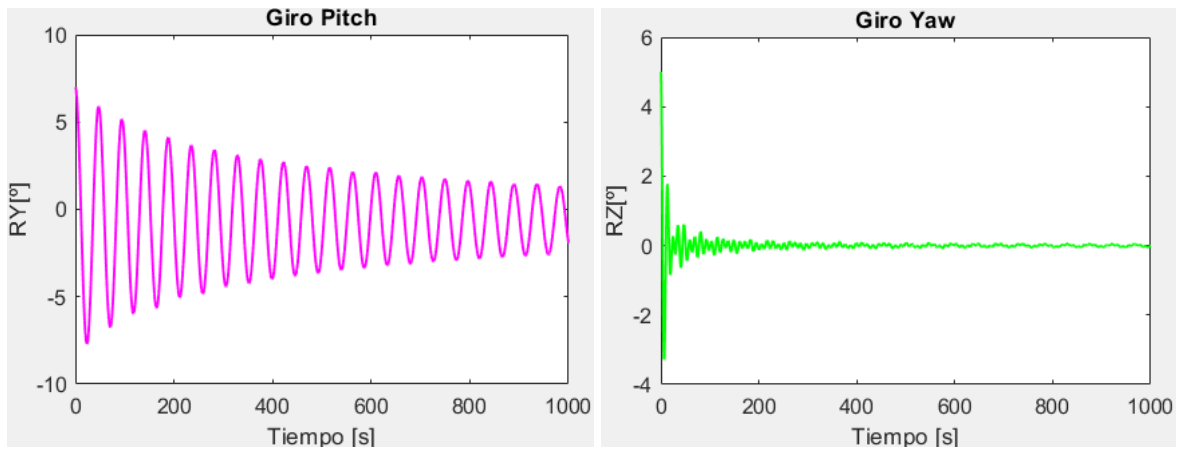


Figura 28. Free decay pitch= 7°, Free decay yaw= 5°
Fuente: El Autor

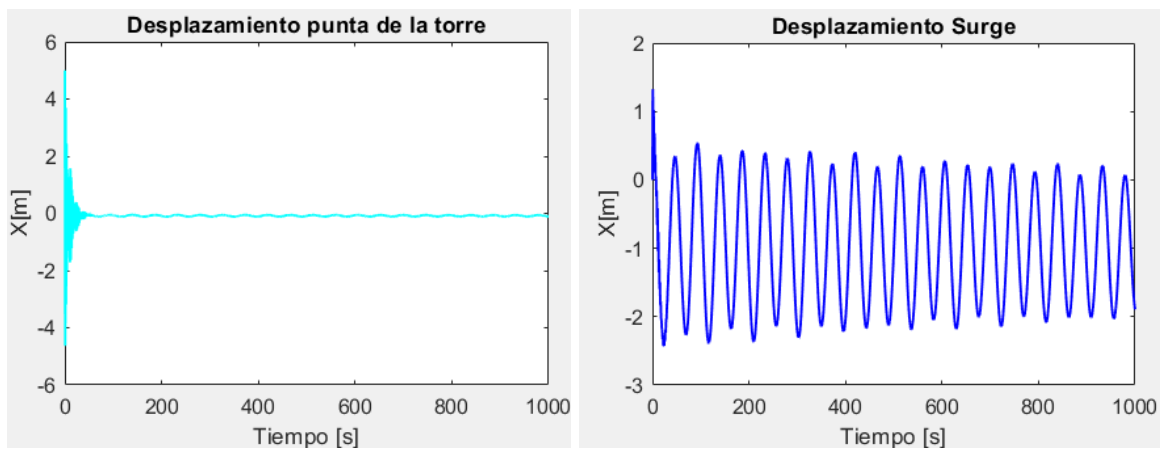


Figura 29. Free decay Torre= 5m
Fuente: El Autor

Del comportamiento armónico de cada desplazamiento y mediante espectros de densidad de potencia (Figura 30) se obtienen los períodos y frecuencias de vibración de los distintos grados de libertad plataforma (Tabla 16). Debido a la simetría de la plataforma y la torre en sentido X y Y se observa los períodos de algunos grados de libertad tienen valores similares.

	Heave	Sway	Surge	Pitch	Yaw	Roll
T (s)	32.154	47.37	81.83	47.37	11.39	47.37
f (Hz)	0.0311	0.0211	0.0122	0.0211	0.0878	0.0211

Tabla 16. Períodos y frecuencias de vibración de la plataforma

Fuente: El Autor

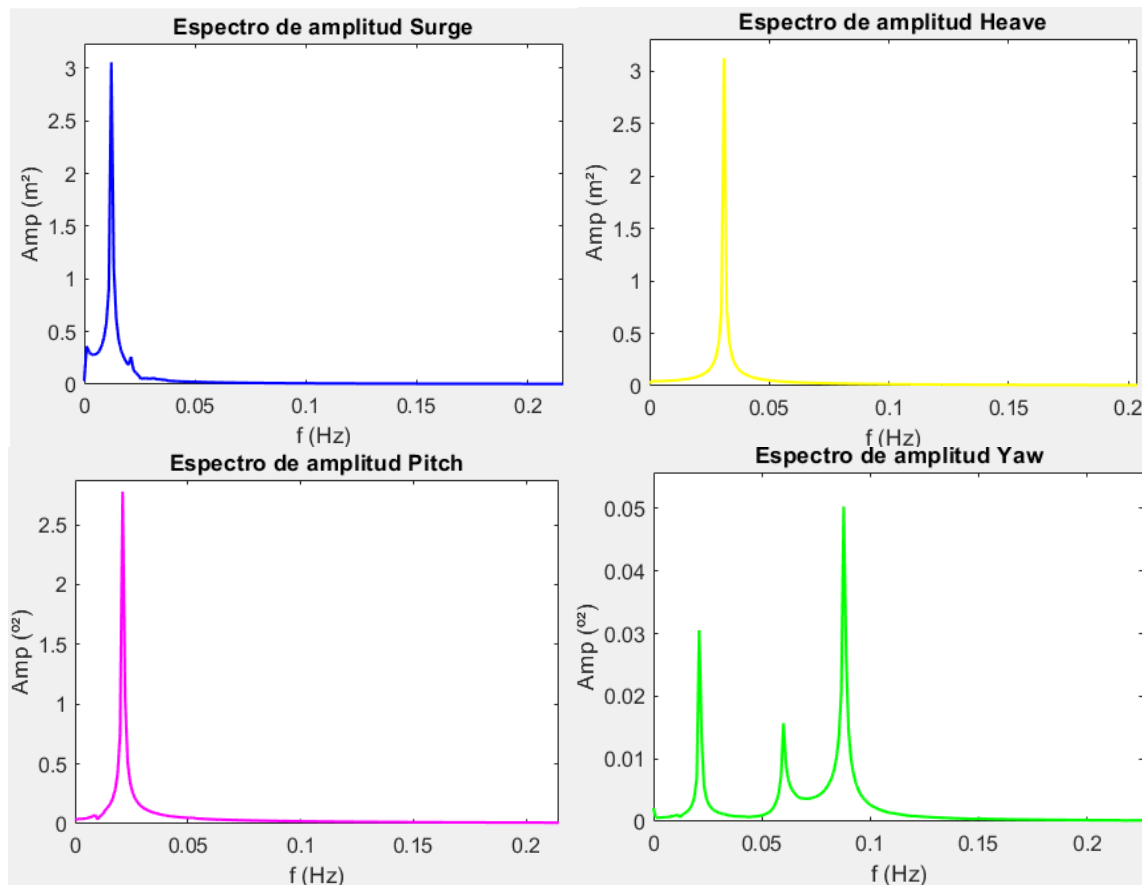
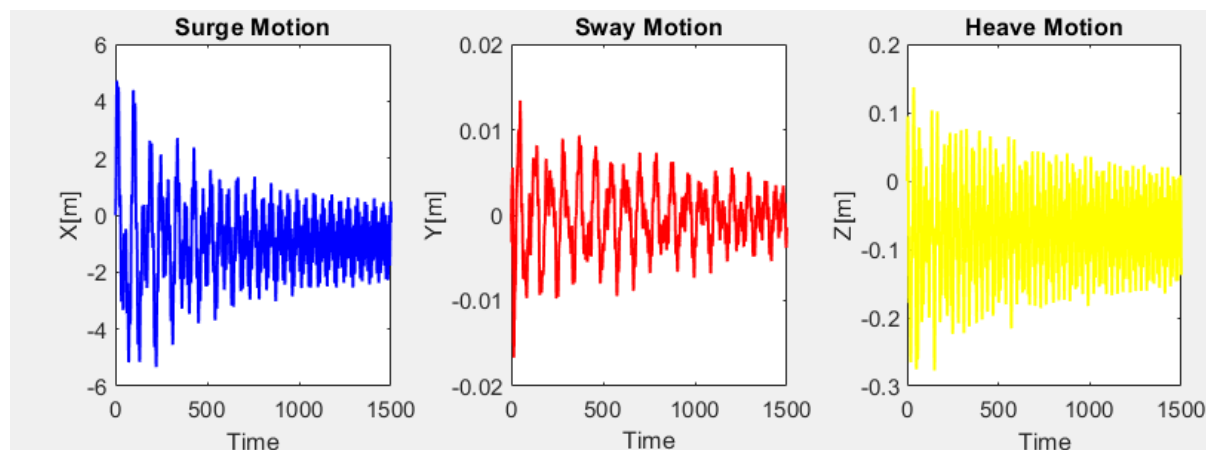


Figura 30. PSD (surge, heave, pitch y yaw) análisis free decay

Fuente: El Autor

5.1.3 Respuesta a oleaje regular

En la Figura 31 se observa el análisis en el tiempo de los 6 grados de libertad de la plataforma, sometida a un oleaje regular con altura de olas de 6 m y período de 10 s.



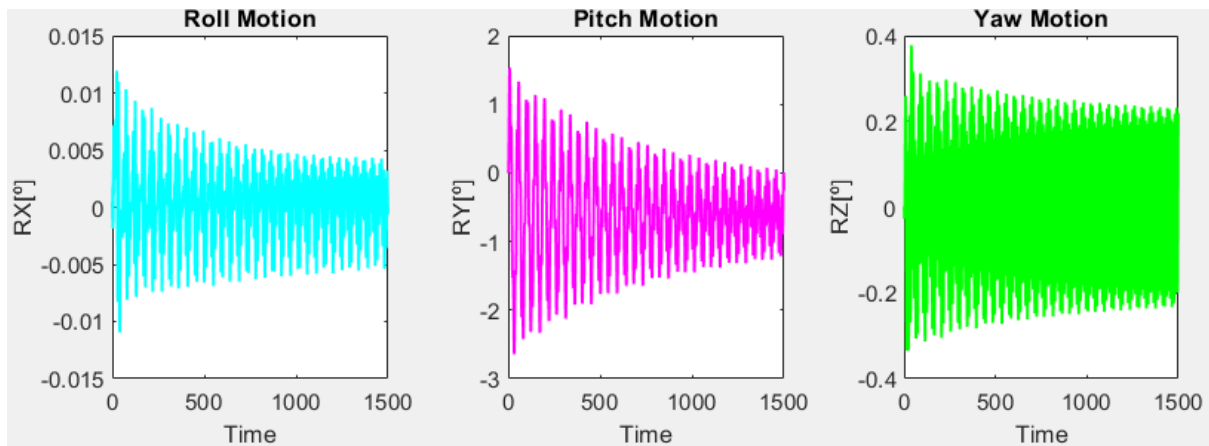


Figura 31. Respuesta a oleaje regular

Fuente: El Autor

De esta simulación se pudo verificar que los cálculos hidrodinámicos realizados por FAST se estén realizando correctamente. En la Figura 32 se puede observar que los períodos de vibración de los desplazamientos de la plataforma coinciden con la frecuencia natural de la plataforma y la frecuencia del oleaje introducido ($T=10s$). En el grado de libertad “surge” se observa además una vibración adicional que puede deberse a la vibración natural de las palas del rotor.

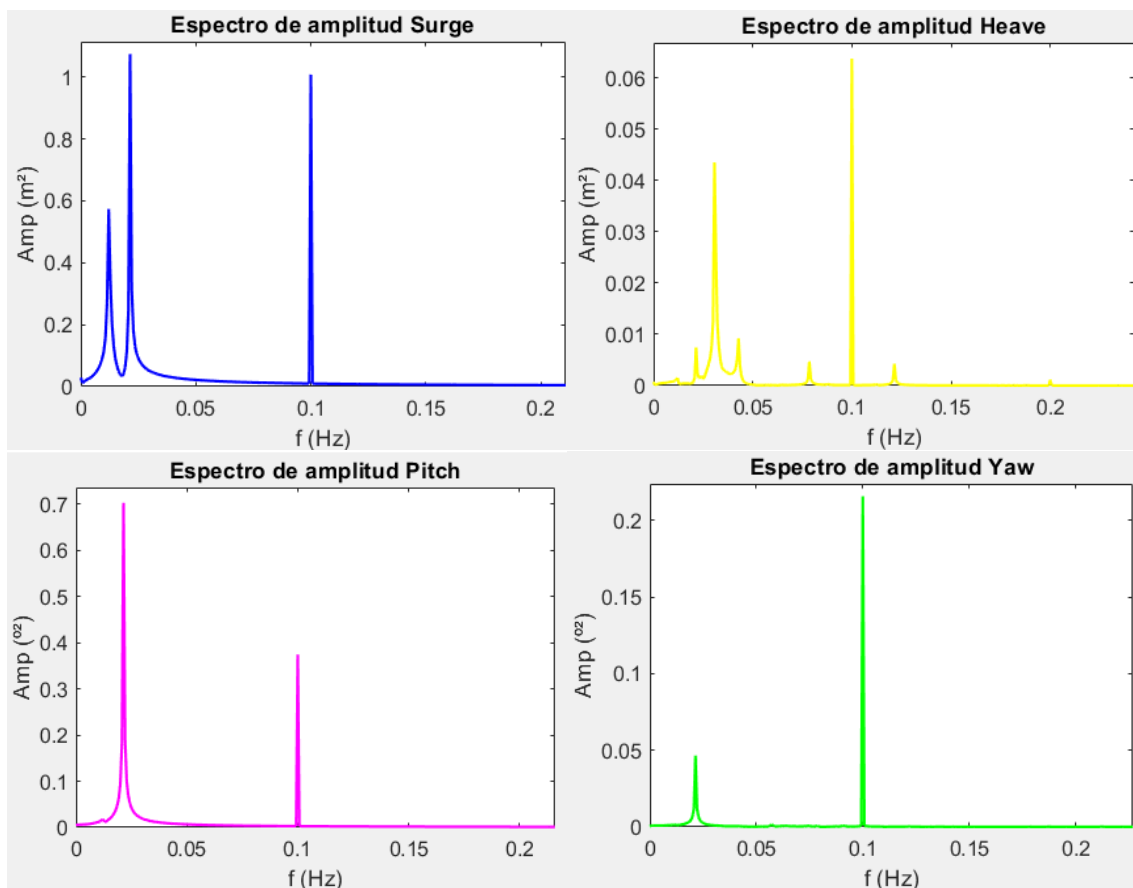


Figura 32. PSD (surge, heave, pitch y yaw) oleaje regular

Fuente: El Autor

Las simulaciones realizadas en el prediseño, se realizan asumiendo viento quieto, razón por la cual en las Figura 30 y Figura 32 se visualizan solo los efectos del oleaje y la vibración

natural de la estructura. Esto cambia considerablemente al asumir un flujo turbulento de viento y un oleaje irregular.

5.1.4 Análisis Step wind

Se realiza una simulación sin olas con una velocidad del viento uniforme y constante que va desde la velocidad del viento de corte 3 m/s a 25 m/s, cambiando en intervalos de 2 m/s cada 1250 s (Figura 33).

Cada vez que aumenta la velocidad del viento, el empuje sobre el rotor cambia y la subestructura flotante se mueve a su nueva posición de equilibrio, describiendo oscilaciones a su alrededor que decaen con el tiempo. Debido a que la simulación se realizó sin oleaje, el amortiguamiento aerodinámico es más visible (Figura 34) que el hidrodinámico.

Se puede observar como el sistema de control del pitch (Figura 35) influye directamente en los desplazamientos del flotador (al igual que en el empuje sobre el rotor) contribuyendo al amortiguamiento de los mismos a pesar de que la velocidad del viento incrementa.

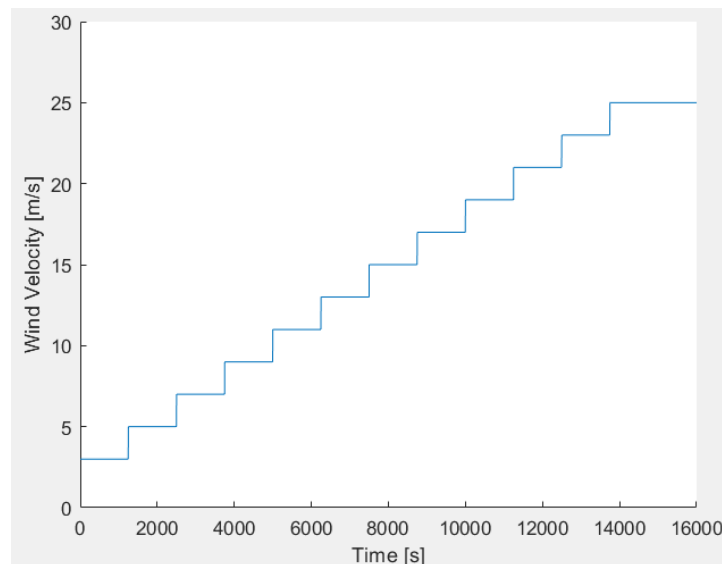
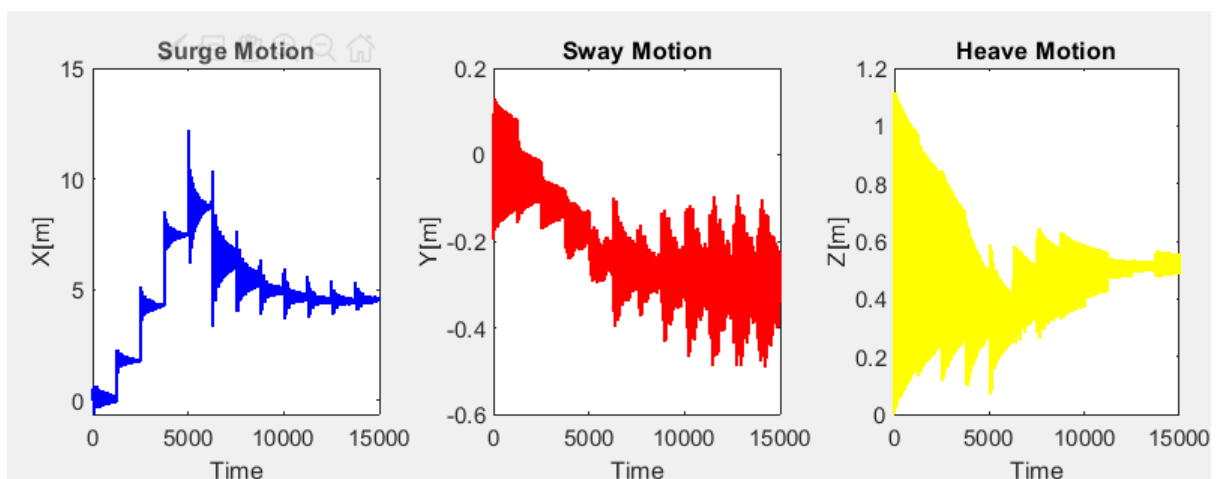


Figura 33. Viento uniforme analizado
Fuente: El Autor



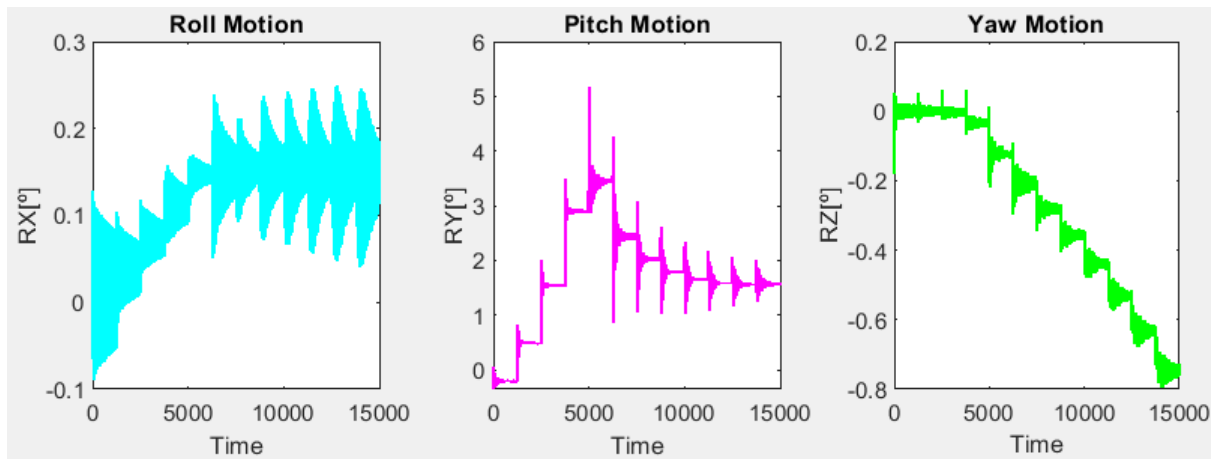


Figura 34. Desplazamientos plataforma (Step Wind)
Fuente: El Autor

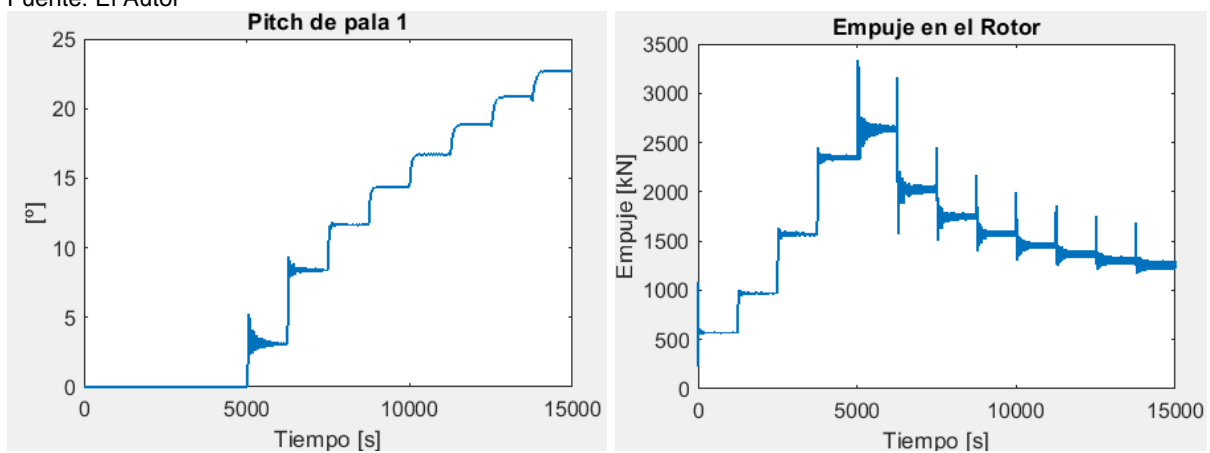


Figura 35. Pitch control y empuje en el rotor
Fuente: El Autor

5.2 Etapa de Diseño

5.2.1 DLC 1.3 Producción Energética ETM

En esta situación de diseño, la turbina eólica está en funcionamiento y conectada a la red eléctrica. No ocurre una situación de falla y el sistema de control está activo. La configuración asumida de la turbina eólica tendrá en cuenta cualquier desequilibrio del rotor. La masa máxima y los desequilibrios aerodinámicos (p. Ej., Desviaciones de inclinación y giro de la pala) especificados para la fabricación del rotor se aplicarán en los cálculos de diseño (DNVGL-ST-0437, 2016). En la Tabla 17 se resumen los casos de carga que se evaluaron; el tiempo de simulación (10 min) y el número de seeds (6 seeds) se eligieron de acuerdo a lo sugerido en el código DNV-ST-0437, es decir se realizarán 72 simulaciones en total, 6 por cada velocidad, además se utiliza un desplazamiento inicial obtenido del análisis Stepwind para minimizar los efectos transitorios en cada simulación.

Caso de carga	Wind speed (m/s)	Hs (m)	Tp (s)	InitialSurge (m)	# seeds	tiempo (min)	Tiempo total(min)
DLC1.3_1	3	2.2	13.16	0.07	6	10	60
DLC1.3_2	5	2.23	13.17	1.78	6	10	60

DLC1.3_3	7	2.3	13.19	4.28	6	10	60
DLC1.3_4	9	2.41	13.22	7.47	6	10	60
DLC1.3_5	10.5	2.58	13.27	8.72	6	10	60
DLC1.3_6	13	2.83	13.35	6.48	6	10	60
DLC1.3_7	15	3.16	13.51	5.46	6	10	60
DLC1.3_8	17	3.62	13.79	4.92	6	10	60
DLC1.3_9	19	4.21	14.21	4.66	6	10	60
DLC1.3_10	21	4.63	14.63	4.52	6	10	60
DLC1.3_11	23	4.91	14.91	4.50	6	10	60
DLC1.3_12	25	4.96	14.96	4.54	6	10	60

Tabla 17. Casos de carga de producción energética (DLC1.3)

Fuente: (DNVGL-ST-0437, 2016)

Las condiciones de viento (velocidad de viento) y oleaje (altura de ola) para estos casos de carga se obtuvieron de (ESTEYCO et al., 2019) y se resumen en la Tabla 8. En la Tabla 18 se resumen los resultados obtenidos de las 72 simulaciones realizadas, y se verifica que se cumplan las inclinaciones máximas (Tabla 10) sugeridas en código DNVGL-ST-0437.

Wind [m/s]	Avg. Pitch [°]	Max. Pitch [°]	Max.Roll [°]	Max. Yaw [°]	Max. XY Acc [m/s^2]	TwrBsMy [kN·m]
3	0.1	1.2	0.2	0.7	0.6	2.9E+05
5	0.5	2.3	0.3	1.0	2.0	6.9E+05
7	1.7	4.0	0.5	1.2	1.9	9.5E+05
9	3.0	5.2	0.8	1.9	2.1	1.1E+06
10.5	3.0	5.5	1.3	3.1	1.3	7.9E+05
13	2.3	3.9	0.8	2.9	1.2	6.3E+05
15	1.9	5.0	2.0	3.3	2.1	9.8E+05
17	1.6	3.7	1.4	4.7	2.0	8.4E+05
19	1.6	5.2	2.0	4.6	2.3	1.0E+06
21	1.5	4.6	2.4	6.2	2.6	9.7E+05
23	1.4	4.7	3.1	6.0	2.3	9.6E+05
25	1.4	3.9	3.2	6.2	2.4	1.0E+06
Límite	4	5.5	3.5	15	2.8	
	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	

Tabla 18. Resultados (DLC 1.3)

Fuente: El Autor

5.2.2 DLC 1.6 Producción Energética SSS

Este estado de carga es similar al DLC 1.3 con la diferencia de que en lugar de considerar olas deterministas se utilizó olas estocásticas para un período de retorno de 50 años, el cual corresponde a una altura de ola de 9.9 m y un período de 17 s (LIFES50+, 2015). Esta simulación también considera 6 seeds de 10 minutos por cada simulación, los casos de carga evaluados se resumen en la Tabla 19.

Caso de carga	Wind speed (m/s)	Hs (m)	Tp (s)	InitialSurge (m)	# seeds	tiempo (min)	Tiempo total(min)
DLC1.6_1	3	9.9	17	0.07	6	10	60
DLC1.6_2	5	9.9	17	1.78	6	10	60

DLC1.6_3	7	9.9	17	4.28	6	10	60
DLC1.6_4	9	9.9	17	7.47	6	10	60
DLC1.6_5	10.5	9.9	17	8.72	6	10	60
DLC1.6_6	13	9.9	17	6.48	6	10	60
DLC1.6_7	15	9.9	17	5.46	6	10	60
DLC1.6_8	17	9.9	17	4.92	6	10	60
DLC1.6_9	19	9.9	17	4.66	6	10	60
DLC1.6_10	21	9.9	17	4.52	6	10	60
DLC1.6_11	23	9.9	17	4.50	6	10	60
DLC1.6_12	25	9.9	17	4.54	6	10	60

Tabla 19. Casos de carga de producción energética DLC1.6
Fuente: (DNVGL-ST-0437, 2016)

En la tabla 15 se resumen los resultados obtenidos de las 72 simulaciones, y al igual que en el DLC 1.3 se verifican que las inclinaciones no excedan las máximas permitidas.

Wind [m/s]	Avg. Pitch [°]	Max. Pitch [°]	Max.Roll [°]	Max. Yaw [°]	Max. XY Acc [m/s^2]	TwrBsMy [kN·m]
3	-0.19	2.18	0.14	0.43	2.10	7.5E+05
5	0.47	2.80	0.42	1.76	0.67	4.5E+05
7	1.81	4.81	0.70	1.44	0.78	6.8E+05
9	2.85	5.07	1.31	2.52	0.78	7.2E+05
10.5	3.08	5.35	0.99	2.65	1.82	1.1E+06
13	2.25	5.46	1.29	2.43	2.28	9.6E+05
15	1.89	3.75	0.81	3.02	1.20	6.1E+05
17	1.63	4.99	2.61	3.76	1.31	6.7E+05
19	1.50	4.61	1.86	3.84	1.48	7.8E+05
21	1.43	4.54	2.06	4.26	1.41	6.8E+05
23	1.41	4.32	2.21	4.61	2.02	7.4E+05
25	1.40	3.78	2.06	4.86	1.71	7.0E+05
Límite	4	5.5	3.5	15	2.8	
	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	

Tabla 20. Resultados (DLC 1.6)
Fuente: El Autor

En la Figura 36 se observa el resultado de la simulación que produjo mayores momentos en el fuste (DLC1.6 v=10.5 m/s), aquí se puede observar un comportamiento estocástico en donde ya no solo predominan las vibraciones naturales y del oleaje, sino que el viento tiene un efecto mayor en los desplazamientos y esfuerzos que ocurren en el sistema, esto ocurre en la dirección de aplicación del viento y oleaje que en este caso es la dirección X, en los otros grados de libertad se mantiene el comportamiento donde predominan las frecuencias naturales del sistema.

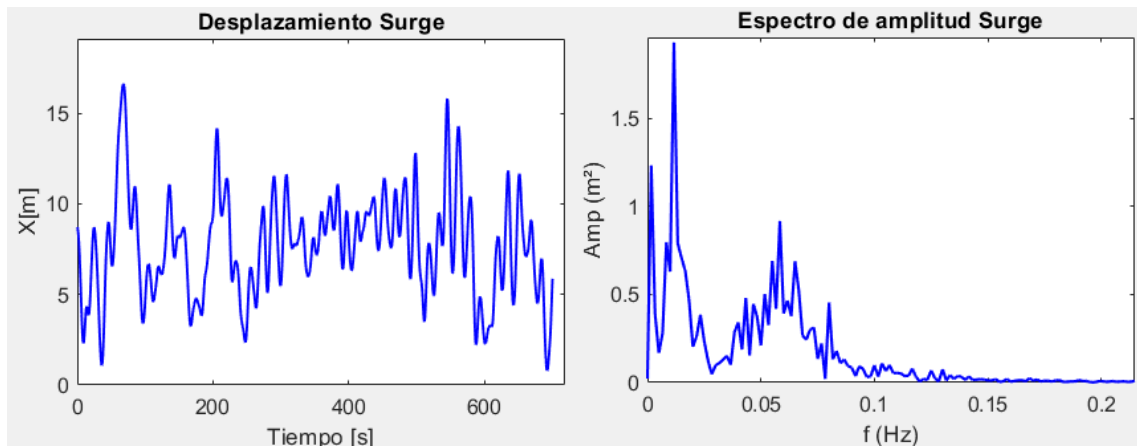


Figura 36. Desplazamiento surge, PSD surge
Fuente: El Autor

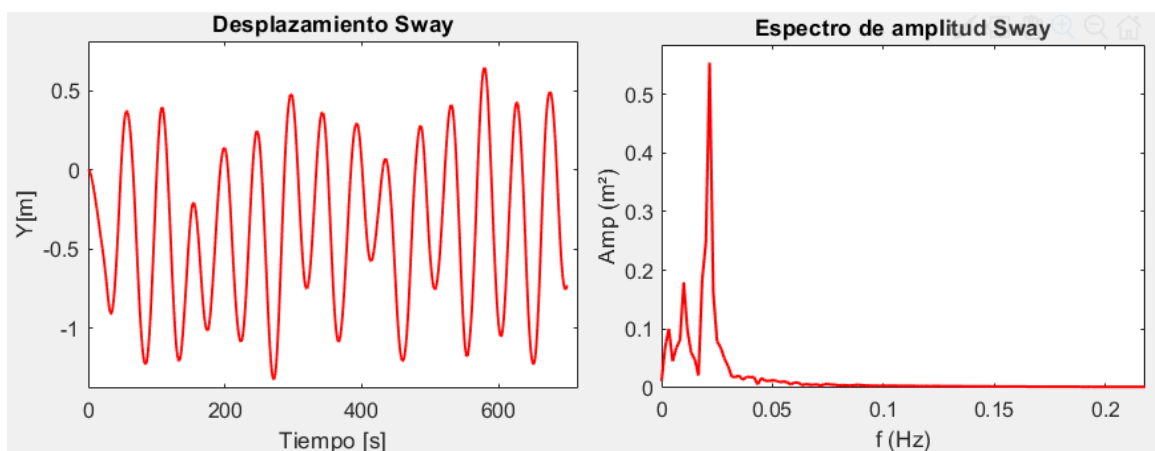


Figura 37. Desplazamiento sway, PSD sway
Fuente: El Autor

Se observa un comportamiento similar si se comparan las inclinaciones pitch (Figura 38) y roll (Figura 39).

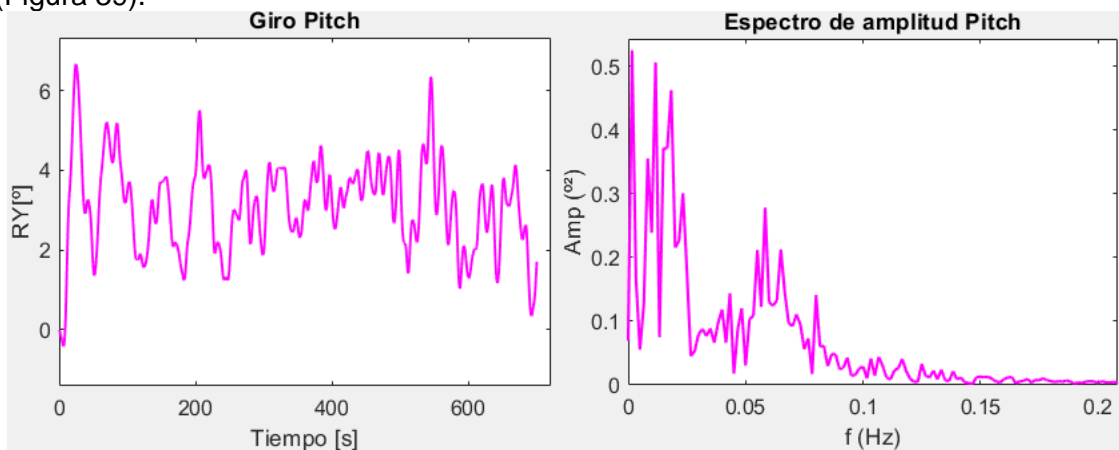


Figura 38. Desplazamiento pitch, PSD pitch
Fuente: El Autor

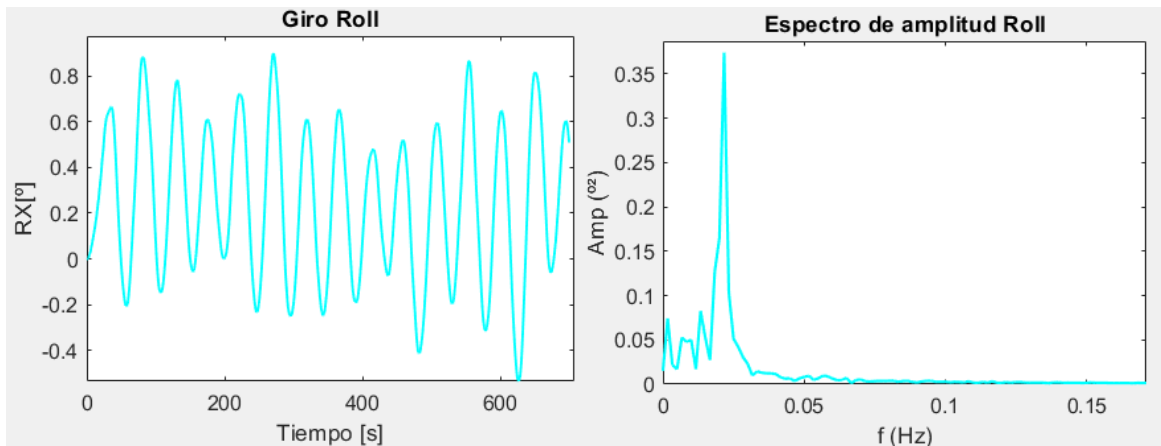


Figura 39. Desplazamiento roll, PSD roll
Fuente: El Autor

5.2.3 DLC 6.1 Condiciones a 50 años con rotor parado o ralentizado.

Este caso de carga consiste en una simulación de carga extrema con condiciones de oleaje y viento que provocan el apagado de la turbina eólica. Aquí, las condiciones de 50 años se simulan con una desalineación del viento y las olas. En estas condiciones, la turbina eólica no está funcionando de manera óptima. Las simulaciones se han realizado de tal manera que el grado de libertad del rotor no está desactivado, lo que significa que el freno del rotor no está completamente desplegado, de modo que el rotor todavía puede girar, pero ralentizado. Al hacerlo, las cargas de las palas se pueden reducir significativamente. En FAST, el generador se apaga y la eficiencia de la caja de engranajes se reduce al 70% para dar una pequeña amortiguación viscosa a la rotación del rotor. El freno del eje de alta velocidad no está desplegado. La simulación se realiza para una condición de oleaje severo ($H_s = 9.9$ m $T_p = 17$ s) y una condición de viento severa ($V_{hub} = 37.15$ m/s $T_r = 50$ años). En la Tabla 21 se resumen los resultados obtenidos y se verifica que no se excedan las inclinaciones máximas.

Wind [m/s]	Avg. Pitch [°]	Max. Pitch [°]	Max.Roll [°]	Max. Yaw [°]	Max. XY Acc [m/s ²]	TwrBsMy [kN·m]
37.15	1.89	5.66	1.68	2.52	1.82	861616.81
	4	15	3.5	15	2.8	
	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	

Tabla 21. Resultados (DLC 6.1)
Fuente: El Autor

6.1 Leyes de momentos y axiles

En la Figura 40 se muestra la disposición espacial del WindCrete utilizada para la obtención de las leyes de momentos y axiles, siendo la longitud 0 m el punto más alto de la torre y la longitud 295.5 m el punto más profundo (debajo del nivel del mar) donde empieza el flotador. De los tres casos de carga propuestos en el capítulo anterior (DLC1.3, DLC1.6, DLC6.1) se hicieron un total de 145 simulaciones, y se obtuvo la ley de momentos y axiles

más crítica para cada caso (Figura 41 y Figura 42). En los tres casos la situación más crítica ocurrió con la velocidad nominal de la turbina ($V=10.5$ m/s), es decir cuando las palas mantienen un ángulo de ataque igual a cero ya que el control pitch de las palas aún no ha empezado a funcionar, y el empuje en el rotor es mayor que a velocidades superiores (Figura 35). Como se observa en la Figura 42 el comportamiento de la torre y el aerogenerador se asemejan al de una viga biapoyada en sus extremos, el momento máximo ($1.670E06$ kNm) ocurre 132 m por encima del extremo inferior de la plataforma. El caso más crítico corresponde al caso DLC1.6 por lo tanto el diseño del acero postesado se realizará para resistir los momentos que provocan un oleaje de $H_s=9.9$ m, $T_p=17$ s, y $V_{hub}= 10.5$ m/s.

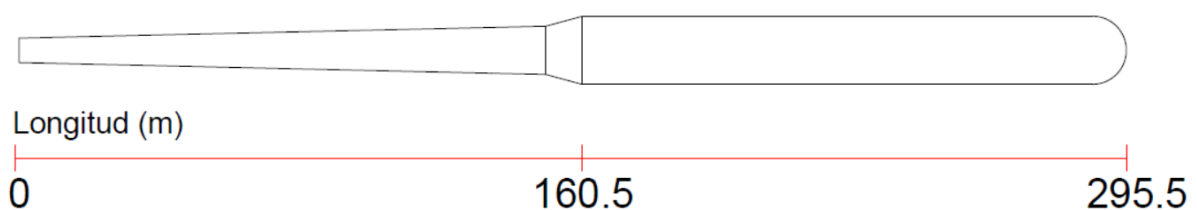


Figura 40. Esquema Windcrete
Fuente: El Autor

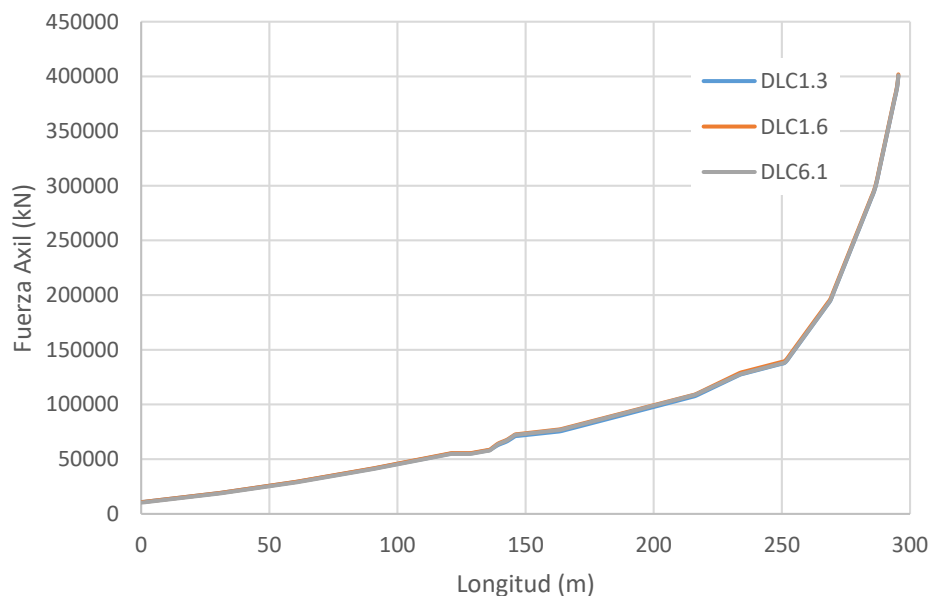


Figura 41. Ley de axiles DLC6.1
Fuente: El Autor

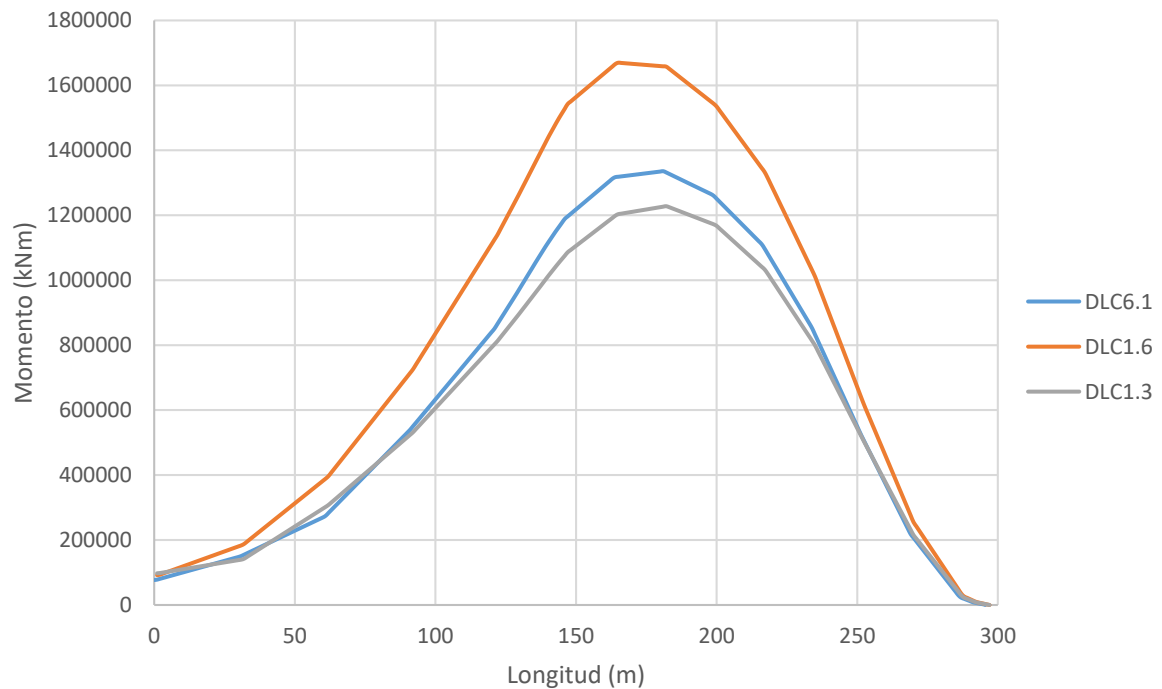


Figura 42. Comparación leyes de momentos
Fuente: El Autor

De los tres casos de carga analizados el DLC6.1 fue el que estuvo sometido a condiciones más severas ($H_s=9.9$ m, $T_p=17$ s, y $V_{hub}= 37.5$ m/s), sin embargo, como en este caso se asume que el rotor está parado y el ángulo de ataque de las palas es 90° , el empuje en el rotor es inferior al que provoca la velocidad nominal de funcionamiento de la turbina.

6.2 Resultados diseño pretensado (ELS)

En la Figura 43 se muestra la propuesta en acero postesado del flotador y la torre, el postesado comienza con 27 tendones ($P_{anc}= 146475$ kN) para el primer tramo, en el segundo tramo se añaden 20 tendones (57 tendones totales $P_{anc}=292950$ kN) y finalmente en el tramo final se añaden 28 tendones (85 tendones totales $P_{anc}=439425$ kN).

En la Figura 44, se muestra la fuerzas de tesado versus la longitud, siendo P_{anc} la fuerza de tesado sin considerar pérdidas, P_0 la fuerza de tesado restando la pérdidas instantáneas y P_∞ la fuerza de tesado restando las pérdidas instantáneas y diferidas, en el Anexo 2 se resumen los resultados de todas las fuerzas y pérdidas en el tesado.

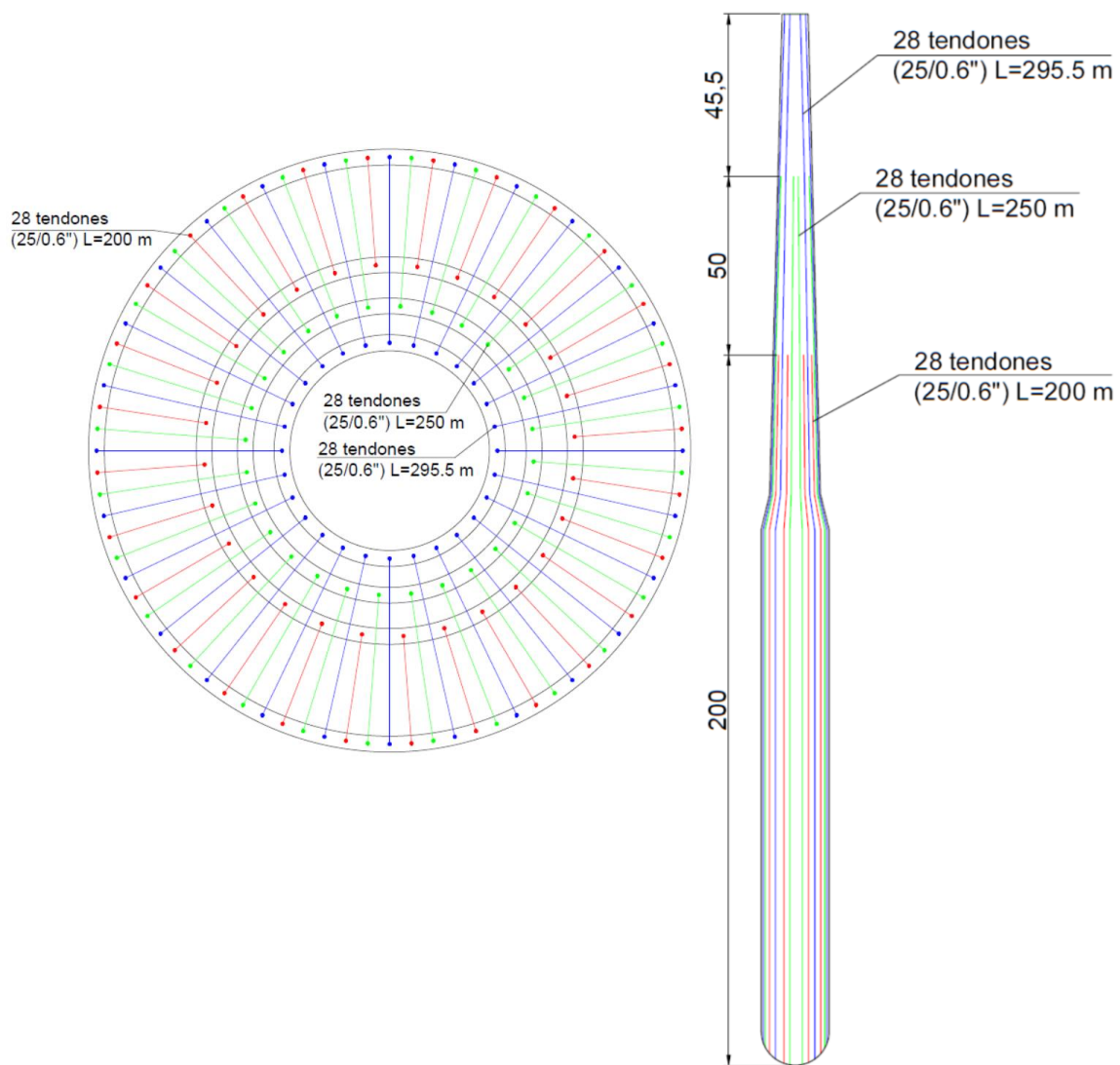


Figura 43. Propuesta diseño acero postesado (no a escala)

Fuente: El Autor

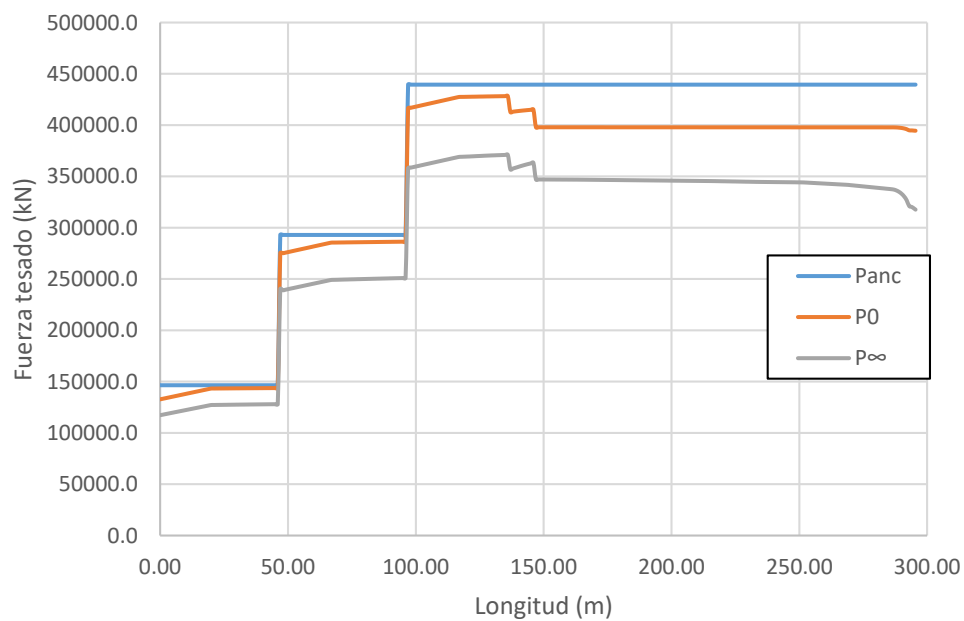


Figura 44. Fuerza de tesado inicial, y después de pérdidas diferidas e instantáneas

Fuente: El Autor

En la Figura 45 se comparan las pérdidas en la fuerza de tesado siendo evidente que las pérdidas diferidas son de mayor orden de magnitud que las instantáneas.

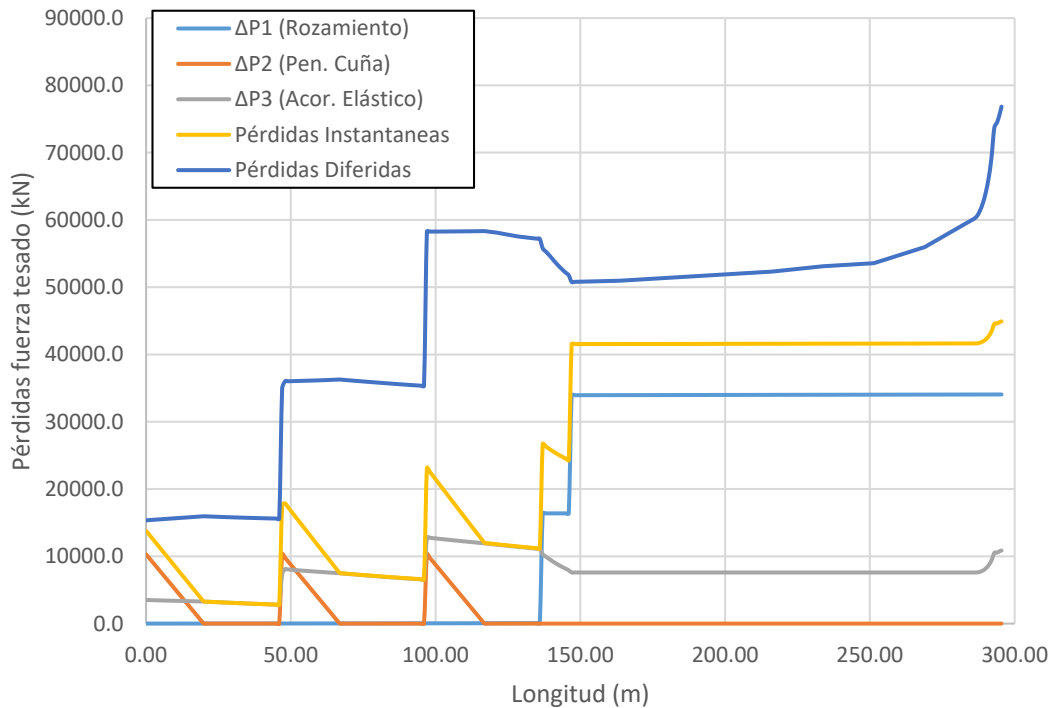


Figura 45. Pérdidas instantáneas y diferidas en el tiempo
Fuente: El Autor

Finalmente con la Ecuación 4 y Ecuación 5, se verifican los esfuerzos actuantes en el hormigón, buscando no permitir tracciones (descompresión) y limitando las compresiones buscando evitar que el hormigón no rompa. Para el diseño se considero hormigón de 75 MPa de resistencia, en la Figura 46 se muestran los esfuerzos en el hormigón, analizando el comportamiento en $t=0$ y $t=\infty$, se comparan dos casos de carga: el primero asumiendo que el momento externo provoca tracciones (Momento desfavorable), y el segundo asumiendo que el momento provoca compresiones (Momento favorable).

En el caso que se asume momento favorable, se observa que en ningún nodo se sobrepasan tensiones de compresión superiores a $0.6f_{ck}$ (45MPa) tanto en $t=0$ como en $t=\infty$, mientras que en el caso del momento desfavorable, se garantizan descompresion en $t=0$ y $t=\infty$. En el Anexo 3 se muestran las tensiones en el hormigón calculadas para la realización de la Figura 46.

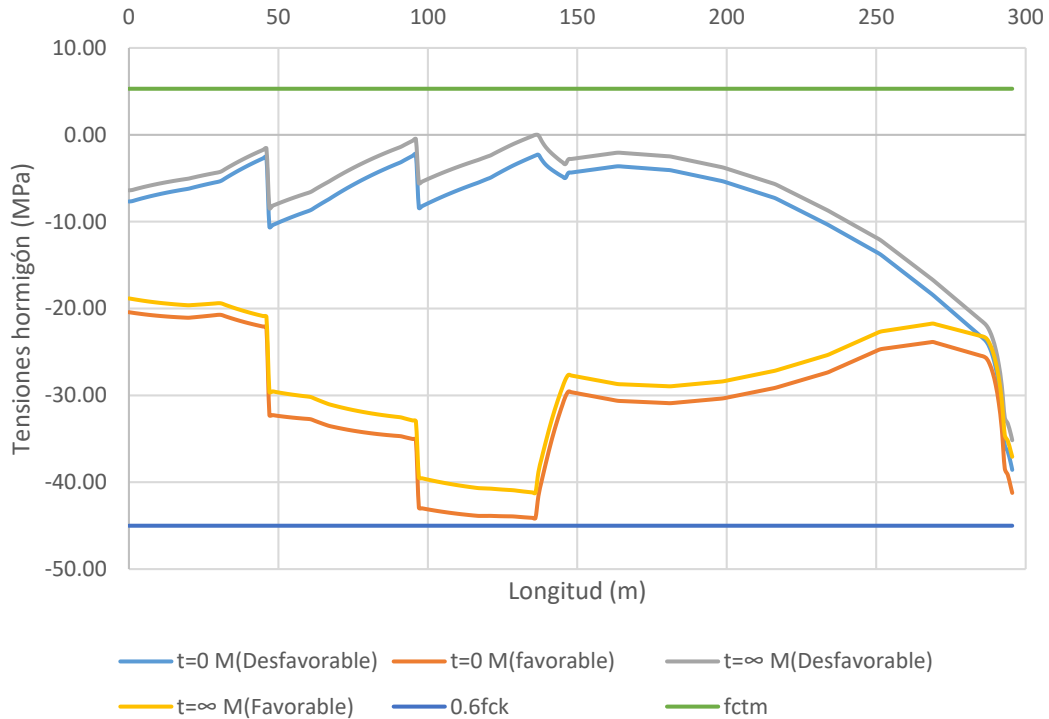


Figura 46. Esfuerzos hormigón (MPa)

Fuente: El Autor

6.3 Verificación ELU

En la Figura 47 se muestran los momentos resistentes (M_{Rd}) calculados para cada una de las secciones del flotador y la torre, y se comparan con los momentos de ELU ($M_{ELU} = Y_{G,unf,ELU} * M_{Ed}$). Se observa que el momento resistente es superior al de diseño en todas las secciones, el resumen de resultados se muestra en el Anexo 4.

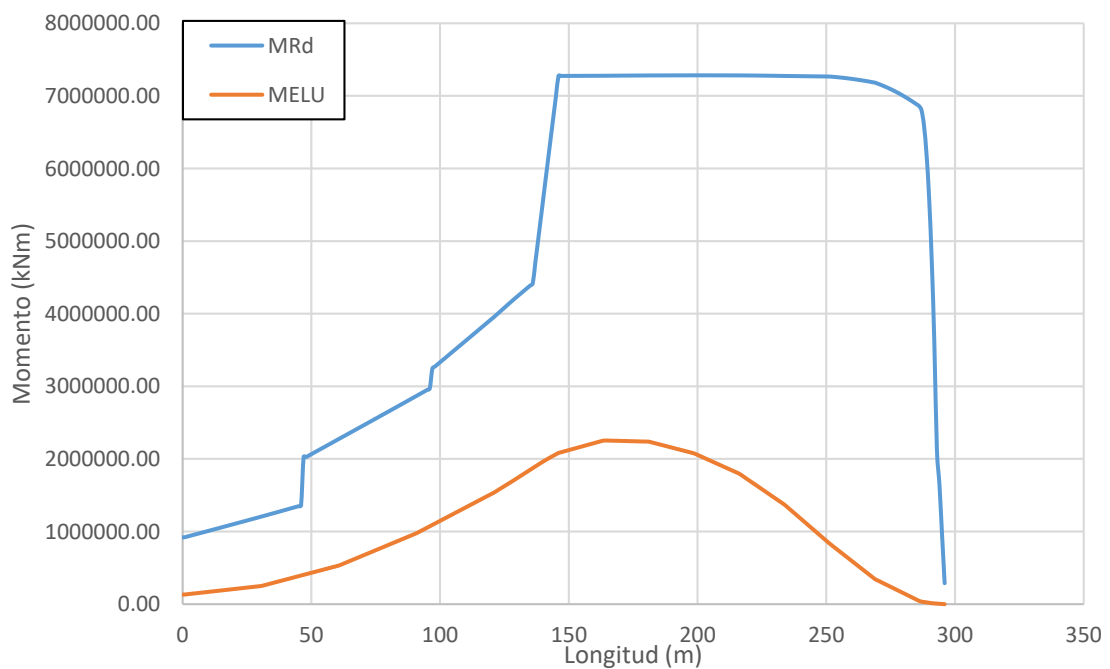


Figura 47. Comparación M_{Rd} y M_{ELU} (MPa)

Fuente: El Autor

En la Figura 48 se muestra la elongación del cable de pretensado, se puede observar que el cable en ninguna de las secciones se llega a romper debido a que en ningún punto se alcanza su límite de rotura ($\epsilon_{pu}=0.035$).

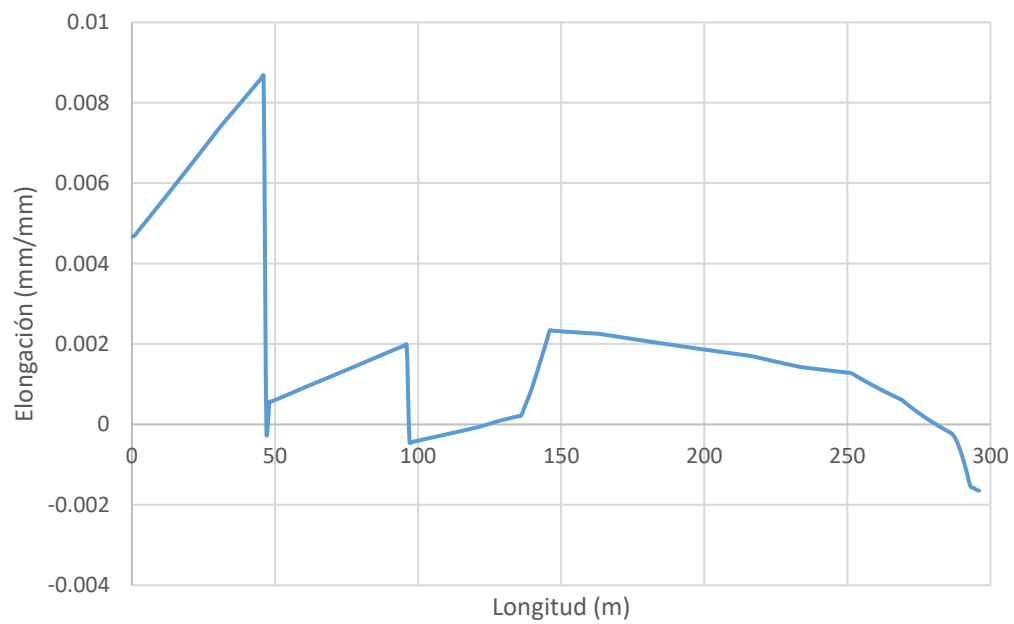


Figura 48. Elongación cable pretensado
Fuente: El Autor

CAPÍTULO VI
CONCLUSIONES

Se pudo determinar que la condición de carga más crítica ocurre para la velocidad nominal de funcionamiento de la turbina ($V=10.5 \text{ m/s}$), debido que a ésta velocidad el control de pitch no funciona y se mantiene el ángulo de ataque de las palas en 0° , esto provoca que el empuje en el rotor sea superior al que ocurriría por velocidades superiores.

Debido a que el período natural de vibración de la estructura (47.37 s), tiene un valor mucho mayor que período provocado por el oleaje, se evitan posibles problemas de resonancia.

La combinación de carga que generó los mayores momentos fue la DLC1.6, en la cual se trata de simular el comportamiento que tendría la turbina produciendo energía de forma normal, pero a la vez siendo sometida a condiciones de oleaje severas en las que la altura de ola significativa se calcula para un período de retorno de 50 años.

El diseño de pretensado se realizó en ELS, garantizando que no existan tracciones en ninguna de las secciones y que las compresiones no excedan $0.6f_{ck}$ (45 MPa), tanto para $t=0$ considerando pérdidas instantáneas como para $t=\infty$ considerando pérdidas instantáneas y diferidas. En $t=0$ no se considera las cargas que tendría la estructura en vacío debido a que como se trata de un prediseño no se contempló la etapa constructiva o el método de transporte de la estructura desde el lugar de fabricación hasta el lugar de emplazamiento.

Se pudo observar un notable incremento en las pérdidas por rozamiento de la fuerza de pretensado en las zonas donde existe cambio significativo de sección (zona donde se ubica el cono de transición).

Realizar la suposición de un tendón ficticio de pretensado que pasa por el centro de gravedad de cada una de las secciones, simplificó de manera significativa los cálculos y permitió realizar un diseño mucho más óptimo.

Al realizar la verificación para ELU se pudo observar que el diseño está del lado de la seguridad, ya que el momento resistente es mucho mayor que el momento último, además se verificó que la elongación en el cable de pretensado no alcance su límite de rotura.

BIBLIOGRAFÍA

- Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., & Bossanyi, E. (2011). *Wind Energy Handbook, Second Edition. Wind Energy Handbook, Second Edition* (Second). John Wiley and Sons.
<https://doi.org/10.1002/9781119992714>
- Campos, A. (2013). *SIMPLIFIED DYNAMIC MODEL OF A CONCRETE SPAR OFFSHORE PLATFORM*. Universidad Politécnica de Cataluña.
- Campos, A., Molins, C., Gironella, X., & Trubat, P. (2016). Spar concrete monolithic design for offshore wind turbines. *ICE (Institution of Civil Engineers)*, (Maritime Engineering), 1–15.
- Chakrabarti, S. K. (Subrata K. (2005). *Handbook of offshore engineering*. London : Elsevier.
 Retrieved from https://discovery.upc.edu/iii/encore/record/C__Rb1258925__Shandbook offshore__Orightresult__U__X2;jsessionid=8DA13685C73AD2CE4A6BE9FC1CD9DD56?lang=cat
- Cruz, J., & Mairead, A. (2016). *Floating Offshore Wind Energy*. (J. Cruz & (Cruz Atcheson/ Consulting Engineers), Eds.). Lisboa: Springer International Publishing.
- DNVGL-ST-0437. (2016). DNVGL-ST-0437: Loads and site conditions for wind turbines. *DNV GL - Standard*, (November), 108. Retrieved from <http://www.dnvgl.com>
- Durakovic, A. (2020). Haliade X-12 MW Offshore Wind Turbine Has Another Record-Breaking Day | Offshore Wind. Retrieved April 24, 2020, from <https://www.offshorewind.biz/2020/02/07/haliadex-12-mw-offshore-wind-turbine-has-another-record-breaking-day/>
- EHE-08. (2011). *Instrucción de Hormigón Estructural EHE-2008* (5ta Edició).
- Esteban, M. D., Diez, J. J., López, J. S., & Negro, V. (2011). Why offshore wind energy? *Renewable Energy*, 36(2), 444–450. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.07.009>
- ESTEYCO, COBRA, JDR, & UPC. (2019). *COREWIND D1.2 design basis*.
- EWEA, E. W. E. A. (2013). *Deep water-The next step for offshore wind energy*.
- EWEA, E. W. E. A. (2019). *Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2018*.
- FIB. (1996). *Durability of Concrete Structures in the North Sea*. London, UK.
- Gaertner, E., Rinker, J., Sethuraman, L., Zahle, F., Anderson, B., Barter, G., ... Viselli, A. (2020). *Definition of the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine Technical Report*. Golden (Colorado). Retrieved from www.nrel.gov/publications.
- Gutiérrez, J., García, J., Peyrau, R., & Zamora, B. (2011). FAST Lognoter: Integración de herramientas para el cálculo de aerogeneradores 'Offshore.' In *Cádiz y el Mar en el Siglo XXI: Cruceros y Turismos, Acción Marítima, Mar y Energía, Acuicultura 50º CONGRESO DE INGENIERÍA NAVAL E INDUSTRIA MARÍTIMA FAST* (pp. 1–40). Cádiz.
- Hau, E. (2015). *Wind turbines Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Fluid

- Mechanics and its Applications* (Vol. 109). https://doi.org/10.1007/978-94-017-9627-9_10
- Hufnagel, P. (2017). *Analysis of the influence of mooring dynamics and hydrodynamic models on the response of floating offshore wind turbines using FAST* Philipp Hufnagel Thesis to obtain the Master of Science Degree in Energy Engineering and Management Supervisors : Climent M. Técnico Lisboa.
- Jonkman, B., & Jonkman, J. (2016). FAST v8.16.00a-bjj.
- Jonkman, J. (2013). *Overview of the ElastoDyn Structural-Dynamics Module*. Frankfurt, Germany.
- Jonkman, J. (2014). *Overview of the ServoDyn Control & Electrical-Drive Module*. Bergen, Norway.
- Jonkman, J., Hayman, G., Jonkman, B., Damiani, R., & Murray, R. (2015). *AeroDyn v15 User's Guide and Theory Manual*. Denver.
- Jonkman, J. M. (2007). Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine, (November).
- Jonkman, J., Robertson, A., & Hayman, G. (2015). *HydroDyn User's Guide and Theory Manual*. Denver, USA: NREL.
- Kelberlau, F. (2013). *Free decay testing of a semisubmersible offshore floating platform for wind turbines in model scale*. Norwegian University of Life Sciences.
- Korpela, S. (2011). *Principles of Turbomachinery* (First). Ohio: John Wiley and Sons. Retrieved from http://www.ghbook.ir/index.php?name=فرهنگ و رسانه های نوین&option=com_dbook&task=readonline&book_id=13650&page=73&chckhashk=ED9C9491B4&Itemid=218&lang=fa&tmpl=component
- LIFES50+. (2015). *Qualification of innovative floating substructures for 10MW wind turbines and water depths greater than 50m*. Retrieved from <http://www.dnvgl.com>
- Massie, W. W., & Journée, J. M. (2001). *Offshore hydromechanics* (First Edit).
- Matha, D., Schlipf, M., Pereira, R., Cordle, A., Pereira, R., & Jonkman, J. (2011). *Challenges in Simulation of Aerodynamics , Hydrodynamics , and Mooring-Line Dynamics of Floating Offshore Wind Turbines* (No. CP-5000-50544). Maui, Hawaii: NREL.
- McCormick, M. E. (2009). Ocean engineering mechanics: With applications. *Ocean Engineering Mechanics: With Applications*, 9780521859, 1–580. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511812309>
- Murfet, T., & Abdussamie, N. (2019). Loads and Response of a Tension Leg Platform Wind Turbine with Non-Rotating Blades : An Experimental Study. *Marine Science and Engineering*, 7(56). <https://doi.org/10.3390/jmse7030056>
- NREL. (2017). FAST v8 and the transition to OpenFAST, 5.
- Prida, Á. (2017). *Design of the structure of a 100 kW Floatable Offshore Wind Turbine*

- (FOWT). Universidad Polit cnica de Catalunya.
- Roberto, T., Alessandro, F. D., Maria, A., Riefolo, L., Musci, E., Ricciardelli, F., & Vicinanza, D. (2018). Experimental modelling of the dynamic behaviour of a spar buoy wind turbine. *Renewable Energy*, 127, 412–432. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.04.061>
- Robertson, A., Jonkman, J., Masciola, M., Song, H., Goupee, A., Couling, A., & Luan, C. (2014). *Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4*. Denver: NREL.
- Sclavounos, P. D., Lee, S., DiPietro, J., Potenza, G., Caramuscio, P., & De Michele, G. (2010). Floating offshore Wind Turbines: Tension Leg Platform and taught leg buoy concepts supporting 3-5 MW Wind Turbines. *European Wind Energy Conference EWECE 2010*, 7.
- Trubat, P., Bairan, J., Yague, A., & Molins, C. (2019). WINDCRETE FATIGUE VERIFICATION. In *Proceedings of the ASME 2019, IOWTC 2019* (pp. 1–8). St. Julian's, Malta.

ANEXOS

ANEXO 1. Resumen parámetros utilizados en el cálculo

Características principales de la sección			
l_f =	150000	Longitud del Flotador	(mm)
l_{trans} =	10000	Longitud cono de transición	(mm)
l_{draft} =	160000	Calado del FOWT	(mm)
l_t =	135495	Longitud de la torre	(mm)
l =	295495	Longitud total del FOWT	(mm)
R_f =	9500	Radio externo del flotador	(mm)
t_f =	500	Espesor paredes del flotador	(mm)
R_{tb} =	7100	Radio externo inferior de la torre	(mm)
R_{tt} =	3650	Radio externo superior de la torre	(mm)
t_t =	500	Espesor pared de la torre	(mm)

Propiedades del hormigón			
γ_c =	0.000025	Peso específico del hormigón	(N/mm ³)
f_{ck} =	75	Resistencia característica hormigón	(N/mm ²)
$\alpha_{c,ELS}$ =	1	Factor seg hormigón en ELS	(-)
$\alpha_{c,ELU}$ =	1.5	Factor seg hormigón en ELU	(-)
f_{cd} =	50.00	Resistencia diseño del hormigón	(N/mm ²)
E_c =	36000	Módulo de Young del hormigón	(N/mm ²)
ϵ_{cu} =	0.0035	Elongación hormigón en ELU	(-)

Propiedades del acero de pretensado			
$f_{pmax,k}$ =	1860	Resistencia característica del acero pret	(N/mm ²)
$\alpha_{s,ELS}$ =	1	Factor seg hormigón en ELS	(-)
$\alpha_{s,ELU}$ =	1.15	Factor seg hormigón en ELU	(-)
f_{pu} =	1617.39	Resistencia diseño del acero	(N/mm ²)
f_{pk1} =	1674.00	0.1% fracción	(N/mm ²)
f_{pd} =	1455.65	Resistencia diseño del acero	(N/mm ²)
$\sigma_{po,max}$ =	1395	Elongación hormigón en ELU	(N/mm ²)
$\sigma_{p,max}$ =	1488	Elongación hormigón en ELU	(N/mm ²)
E_p =	195000	Módulo de Young del acero pret	(N/mm ²)
ϵ_{pu} =	0.035	Elongación acero en ELU	(-)
$A_{cordón}$ =	150	Área cordon (Y1860S7)	mm ²

Factores de seguridad en ELS			
$\alpha_{E,sls}$ =	1	FS cargas permanentes (fav y desfav)	(-)
$\alpha_{p,fav,sls}$ =	0.9	FS carga favorable pretensado	(-)
$\alpha_{p,unf,sls}$ =	1.1	FS carga desfavorable pretensado	(-)

Factores de seguridad en ULS			
$\alpha_{p,sls}$ =	1	FS cargas pretensado (fav y desfav)	(-)
$\alpha_{E,fav,sls}$ =	1	FS cargas permanentes favorables	(-)

sf_E_unf_sls =	1.35	FS cargas permanentes desfavorables	(-)
-------------------	------	-------------------------------------	-----

Ángulos			
m_tw	0.025	Pendiente de la torre	(-)
θ_tw	1.459	Angulo de la torre respecto a la vertical	(º)
m_trans	0.240	Pendiente cono transición	(-)
θ_trans	13.496	Angulo cono transición	(º)
α1=	12.037	Variación de ángulo desde la torre al cono de transición	(º)
α2=	25.533	Variación de ángulo desde la transición al flotador	(º)
μ=	0.18	Coeficiente de fricción angular	
k=	0.0000018	Rotacion angular debida al efecto Wobble	

Pérdidas dependientes del tiempo			
n	5.417	coeficiente equivalente	(-)
φ(t,t0)	0.800	coeficiente de fluencia fck=78MPa	(º)
ε _{cs}	0.00010	retracción hormigón fck=78MPa	/1000
ρ	0.08	Valor de la relajación para longitud constante en tiempo infinito	(-)

ANEXO 2. Fuerzas de Tesado, pérdidas instantáneas y pérdidas diferidas.

Long(m)	Long(m)	Panc(kN)	$\Delta P1$ (kN)	$\Delta P2$ (kN)	$\Delta P3$ (kN)	Pk0(kN)	Δp_{dif} (kN)	Pk ∞ (kN)
295.50	0.00	146475.0	0.0	10298	3496.0	132680.6	15353.3	117327.3
295	1.00	146475.0	0.1	9780.4	3496.3	133198.1	15393.1	117805.0
294	2.00	146475.0	0.4	9262.5	3483.6	133728.6	15423.0	118305.6
293	3.00	146475.0	0.7	8744.5	3471.0	134258.9	15452.9	118805.9
292	4.00	146475.0	0.9	8226.5	3458.6	134789.0	15482.9	119306.1
291	5.00	146475.0	1.2	7708.5	3446.4	135318.9	15512.9	119806.0
290	6.00	146475.0	1.4	7190.5	3434.4	135848.6	15543.0	120305.7
289	7.00	146475.0	1.7	6672.5	3422.6	136378.2	15573.0	120805.2
288	8.00	146475.0	2.0	6154.5	3410.9	136907.6	15603.2	121304.4
287	9.00	146475.0	2.2	5636.6	3399.4	137436.8	15633.3	121803.5
286	10.00	146475.0	2.5	5118.6	3388.0	137965.9	15663.5	122302.4
285	11.00	146475.0	2.8	4600.6	3376.8	138494.9	15693.7	122801.1
284	12.00	146475.0	3.0	4082.6	3365.8	139023.6	15724.0	123299.7
283	13.00	146475.0	3.3	3564.6	3354.9	139552.2	15754.2	123798.0
282	14.00	146475.0	3.6	3046.6	3344.1	140080.7	15784.5	124296.2
281	15.00	146475.0	3.8	2528.6	3333.5	140609.0	15814.9	124794.2
280	16.00	146475.0	4.1	2010.7	3323.1	141137.2	15845.2	125292.0
279	17.00	146475.0	4.3	1492.7	3312.7	141665.3	15875.6	125789.6
278	18.00	146475.0	4.6	974.7	3302.5	142193.2	15906.1	126287.1
277	19.00	146475.0	4.9	456.7	3292.5	142720.9	15936.5	126784.4
276	20.00	146475.0	5.1	0.0	3281.2	143188.7	15961.4	127227.3
275	21.00	146475.0	5.4	0.0	3259.9	143209.7	15944.4	127265.3
274	22.00	146475.0	5.7	0.0	3238.9	143230.5	15927.6	127302.9
273	23.00	146475.0	5.9	0.0	3218.1	143251.0	15911.0	127340.0
272	24.00	146475.0	6.2	0.0	3197.6	143271.2	15894.5	127376.7
271	25.00	146475.0	6.5	0.0	3177.4	143291.2	15878.3	127412.9
270	26.00	146475.0	6.7	0.0	3157.4	143310.9	15862.2	127448.7
269	27.00	146475.0	7.0	0.0	3137.6	143330.4	15846.4	127484.0
268	28.00	146475.0	7.2	0.0	3118.1	143349.6	15830.7	127518.9
267	29.00	146475.0	7.5	0.0	3098.9	143368.6	15815.1	127553.5
266	30.00	146475.0	7.8	0.0	3079.9	143387.3	15799.8	127587.6
265	31.00	146475.0	8.0	0.0	3061.1	143405.9	15785.4	127620.5
264	32.00	146475.0	8.3	0.0	3042.5	143424.2	15772.6	127651.5
263	33.00	146475.0	8.6	0.0	3024.2	143442.2	15759.9	127682.3
262	34.00	146475.0	8.8	0.0	3006.1	143460.1	15747.4	127712.6
261	35.00	146475.0	9.1	0.0	2988.2	143477.7	15735.0	127742.7
260	36.00	146475.0	9.4	0.0	2970.5	143495.1	15722.8	127772.4
259	37.00	146475.0	9.6	0.0	2953.0	143512.3	15710.6	127801.7
258	38.00	146475.0	9.9	0.0	2935.8	143529.3	15698.6	127830.7
257	39.00	146475.0	10.1	0.0	2918.7	143546.1	15686.7	127859.4
256	40.00	146475.0	10.4	0.0	2901.8	143562.8	15675.0	127887.8
255	41.00	146475.0	10.7	0.0	2885.2	143579.2	15663.3	127915.9
254	42.00	146475.0	10.9	0.0	2868.7	143595.4	15651.8	127943.6

253	43.00	146475.0	11.2	0.0	2852.4	143611.4	15640.4	127971.0
252	44.00	146475.0	11.5	0.0	2836.2	143627.3	15629.1	127998.2
251	45.00	146475.0	11.7	0.0	2820.3	143643.0	15617.9	128025.0
250	46.00	146475.0	12.0	0.0	2804.5	143658.5	15606.9	128051.6
249	47.00	292950.0	12.8	10298	7356.6	275282.2	34905.1	240377.1
248	48.00	292950.0	13.3	9780.4	8083.1	275073.1	36008.1	239065.0
247	49.00	292950.0	13.8	9262.5	8048.8	275624.9	36019.8	239605.1
246	50.00	292950.0	14.4	8744.5	8014.8	276176.4	36031.7	240144.7
245	51.00	292950.0	14.9	8226.5	7981.1	276727.5	36043.8	240683.7
244	52.00	292950.0	15.4	7708.5	7947.8	277278.2	36056.1	241222.2
243	53.00	292950.0	15.9	7190.5	7914.9	277828.6	36068.5	241760.1
242	54.00	292950.0	16.5	6672.5	7882.3	278378.7	36081.1	242297.5
241	55.00	292950.0	17.0	6154.5	7850.1	278928.4	36093.9	242834.4
240	56.00	292950.0	17.5	5636.6	7818.2	279477.7	36106.9	243370.8
239	57.00	292950.0	18.1	5118.6	7786.7	280026.7	36120.0	243906.7
238	58.00	292950.0	18.6	4600.6	7755.4	280575.4	36133.3	244442.1
237	59.00	292950.0	19.1	4082.6	7724.5	281123.8	36146.8	244977.0
236	60.00	292950.0	19.6	3564.6	7693.9	281671.8	36160.4	245511.4
235	61.00	292950.0	20.2	3046.6	7663.6	282219.6	36175.1	246044.4
234	62.00	292950.0	20.7	2528.6	7633.7	282767.0	36192.7	246574.3
233	63.00	292950.0	21.2	2010.7	7604.0	283314.1	36210.4	247103.7
232	64.00	292950.0	21.7	1492.7	7574.6	283861.0	36228.3	247632.7
231	65.00	292950.0	22.3	974.7	7545.6	284407.5	36246.2	248161.3
230	66.00	292950.0	22.8	456.7	7516.8	284953.7	36264.3	248689.5
229	67.00	292950.0	23.3	0.0	7487.2	285439.4	36275.9	249163.5
228	68.00	292950.0	23.9	0.0	7450.2	285476.0	36239.3	249236.7
227	69.00	292950.0	24.4	0.0	7413.5	285512.1	36202.9	249309.3
226	70.00	292950.0	24.9	0.0	7377.2	285547.9	36166.8	249381.1
225	71.00	292950.0	25.4	0.0	7341.2	285583.4	36131.0	249452.3
224	72.00	292950.0	26.0	0.0	7305.6	285618.4	36095.5	249522.9
223	73.00	292950.0	26.5	0.0	7270.3	285653.2	36060.3	249592.9
222	74.00	292950.0	27.0	0.0	7235.4	285687.6	36025.4	249662.2
221	75.00	292950.0	27.5	0.0	7200.8	285721.7	35990.8	249730.9
220	76.00	292950.0	28.1	0.0	7166.5	285755.4	35956.5	249799.0
219	77.00	292950.0	28.6	0.0	7132.6	285788.8	35922.4	249866.4
218	78.00	292950.0	29.1	0.0	7098.9	285821.9	35888.6	249933.3
217	79.00	292950.0	29.7	0.0	7065.6	285854.7	35855.1	249999.6
216	80.00	292950.0	30.2	0.0	7032.6	285887.2	35821.9	250065.4
215	81.00	292950.0	30.7	0.0	6999.9	285919.4	35788.9	250130.5
214	82.00	292950.0	31.2	0.0	6967.5	285951.2	35756.2	250195.1
213	83.00	292950.0	31.8	0.0	6935.4	285982.8	35723.7	250259.1
212	84.00	292950.0	32.3	0.0	6903.6	286014.1	35691.5	250322.6
211	85.00	292950.0	32.8	0.0	6872.1	286045.1	35659.5	250385.5
210	86.00	292950.0	33.3	0.0	6840.9	286075.8	35627.8	250447.9
209	87.00	292950.0	33.9	0.0	6810.0	286106.2	35596.4	250509.8
208	88.00	292950.0	34.4	0.0	6779.3	286136.3	35565.2	250571.1

207	89.00	292950.0	34.9	0.0	6748.9	286166.2	35534.2	250632.0
206	90.00	292950.0	35.5	0.0	6718.8	286195.8	35503.5	250692.3
205	91.00	292950.0	36.0	0.0	6688.9	286225.1	35473.3	250751.8
204	92.00	292950.0	36.5	0.0	6659.4	286254.1	35445.2	250809.0
203	93.00	292950.0	37.0	0.0	6630.0	286282.9	35417.3	250865.7
202	94.00	292950.0	37.6	0.0	6601.0	286311.5	35389.6	250921.9
201	95.00	292950.0	38.1	0.0	6572.1	286339.8	35362.1	250977.6
200	96.00	292950.0	38.6	0.0	6543.6	286367.8	35334.9	251032.9
199	97.00	439425.0	38.2	10298	12812.9	416275.5	58254.6	358020.8
198	98.00	439425.0	39.0	9780.4	12765.6	416839.9	58256.6	358583.4
197	99.00	439425.0	39.8	9262.5	12718.8	417403.9	58258.7	359145.3
196	100.00	439425.0	40.6	8744.5	12672.4	417967.6	58261.0	359706.6
195	101.00	439425.0	41.4	8226.5	12626.3	418530.8	58263.6	360267.3
194	102.00	439425.0	42.2	7708.5	12580.6	419093.7	58266.3	360827.4
193	103.00	439425.0	43.0	7190.5	12535.4	419656.2	58269.2	361386.9
192	104.00	439425.0	43.8	6672.5	12490.5	420218.2	58272.4	361945.9
191	105.00	439425.0	44.6	6154.5	12445.9	420780.0	58275.7	362504.3
190	106.00	439425.0	45.3	5636.6	12401.8	421341.3	58279.2	363062.1
189	107.00	439425.0	46.1	5118.6	12358.0	421902.3	58283.0	363619.4
188	108.00	439425.0	46.9	4600.6	12314.5	422463.0	58286.9	364176.1
187	109.00	439425.0	47.7	4082.6	12271.5	423023.2	58291.0	364732.3
186	110.00	439425.0	48.5	3564.6	12228.7	423583.2	58295.3	365287.9
185	111.00	439425.0	49.3	3046.6	12186.3	424142.7	58299.7	365843.0
184	112.00	439425.0	50.1	2528.6	12144.3	424702.0	58304.4	366397.6
183	113.00	439425.0	50.9	2010.7	12102.6	425260.9	58309.2	366951.6
182	114.00	439425.0	51.7	1492.7	12061.2	425819.4	58314.3	367505.2
181	115.00	439425.0	52.5	974.7	12020.2	426377.7	58319.5	368058.2
180	116.00	439425.0	53.3	456.7	11979.5	426935.6	58324.8	368610.7
179	117.00	439425.0	54.0	0.0	11938.2	427432.7	58323.4	369109.3
178	118.00	439425.0	54.8	0.0	11891.1	427479.1	58269.9	369209.1
177	119.00	439425.0	55.6	0.0	11844.3	427525.1	58216.8	369308.2
176	120.00	439425.0	56.4	0.0	11797.9	427570.7	58164.1	369406.6
175	121.00	439425.0	57.2	0.0	11751.9	427615.9	58111.7	369504.2
174	122.00	439425.0	58.0	0.0	11706.2	427660.8	58032.5	369628.3
173	123.00	439425.0	58.8	0.0	11660.8	427705.4	57953.8	369751.5
172	124.00	439425.0	59.6	0.0	11615.8	427749.6	57875.7	369873.9
171	125.00	439425.0	60.4	0.0	11571.2	427793.4	57798.0	369995.4
170	126.00	439425.0	61.2	0.0	11526.9	427836.9	57720.9	370116.0
169	127.00	439425.0	62.0	0.0	11483.0	427880.1	57644.3	370235.8
168	128.00	439425.0	62.7	0.0	11439.3	427922.9	57568.2	370354.8
167	129.00	439425.0	63.5	0.0	11396.0	427965.4	57504.7	370460.7
166	130.00	439425.0	64.3	0.0	11353.1	428007.6	57453.9	370553.7
165	131.00	439425.0	65.1	0.0	11310.4	428049.5	57403.4	370646.1
164	132.00	439425.0	65.9	0.0	11268.1	428091.0	57353.2	370737.8
163	133.00	439425.0	66.7	0.0	11226.1	428132.2	57303.4	370828.9
162	134.00	439425.0	67.5	0.0	11184.4	428173.1	57253.8	370919.3

161	135.00	439425.0	68.3	0.0	11143.0	428213.7	57204.6	371009.2
160	136.00	439425.0	69.1	0.0	11101.9	428254.0	57155.6	371098.4
159	137.00	439425.0	16374.2	0.0	10331.0	412719.8	55785.4	356934.4
158	138.00	439425.0	16375.0	0.0	9995.4	413054.6	55319.7	357734.9
157	139.00	439425.0	16375.8	0.0	9680.9	413368.3	54879.3	358489.0
156	140.00	439425.0	16376.5	0.0	9385.7	413662.8	54383.2	359279.6
155	141.00	439425.0	16377.3	0.0	9107.8	413939.9	53874.5	360065.4
154	142.00	439425.0	16378.0	0.0	8846.0	414200.9	53391.6	360809.4
153	143.00	439425.0	16378.8	0.0	8598.8	414447.4	52941.1	361506.3
152	144.00	439425.0	16379.6	0.0	8365.0	414680.4	52528.9	362151.5
151	145.00	439425.0	16380.3	0.0	8143.6	414901.0	52136.1	362764.9
150	146.00	439425.0	16381.1	0.0	7933.7	415110.2	51761.5	363348.8
149	147.00	439425.0	33943.2	0.0	7604.3	397877.5	50780.2	347097.3
148	148.00	439425.0	33943.9	0.0	7604.3	397876.8	50790.9	347085.9
147	149.00	439425.0	33944.6	0.0	7604.3	397876.1	50801.5	347074.5
146	150.00	439425.0	33945.4	0.0	7604.3	397875.4	50812.2	347063.2
145	151.00	439425.0	33946.1	0.0	7604.3	397874.7	50822.8	347051.8
144	152.00	439425.0	33946.8	0.0	7604.2	397873.9	50833.5	347040.5
143	153.00	439425.0	33947.5	0.0	7604.2	397873.2	50844.1	347029.1
142	154.00	439425.0	33948.3	0.0	7604.2	397872.5	50854.8	347017.7
141	155.00	439425.0	33949.0	0.0	7604.2	397871.8	50865.4	347006.4
140	156.00	439425.0	33949.7	0.0	7604.2	397871.1	50876.1	346995.0
139	157.00	439425.0	33950.5	0.0	7604.2	397870.4	50886.7	346983.6
138	158.00	439425.0	33951.2	0.0	7604.2	397869.6	50897.4	346972.3
137	159.00	439425.0	33951.9	0.0	7604.1	397868.9	50908.0	346960.9
136	160.00	439425.0	33952.7	0.0	7604.1	397868.2	50918.7	346949.5
135	161.00	439425.0	33953.4	0.0	7604.1	397867.5	50929.3	346938.2
134	162.00	439425.0	33954.1	0.0	7604.1	397866.8	50940.0	346926.8
133	163.00	439425.0	33954.8	0.0	7604.1	397866.1	50950.6	346915.5
132	164.00	439425.0	33955.6	0.0	7604.1	397865.4	50967.9	346897.5
131	165.00	439425.0	33956.3	0.0	7604.1	397864.6	50993.7	346871.0
130	166.00	439425.0	33957.0	0.0	7604.0	397863.9	51019.4	346844.5
129	167.00	439425.0	33957.8	0.0	7604.0	397863.2	51045.2	346818.0
128	168.00	439425.0	33958.5	0.0	7604.0	397862.5	51071.0	346791.5
127	169.00	439425.0	33959.2	0.0	7604.0	397861.8	51096.8	346765.0
126	170.00	439425.0	33960.0	0.0	7604.0	397861.1	51122.6	346738.5
125	171.00	439425.0	33960.7	0.0	7604.0	397860.3	51148.3	346712.0
124	172.00	439425.0	33961.4	0.0	7604.0	397859.6	51174.1	346685.5
123	173.00	439425.0	33962.1	0.0	7604.0	397858.9	51199.9	346659.0
122	174.00	439425.0	33962.9	0.0	7603.9	397858.2	51225.7	346632.5
121	175.00	439425.0	33963.6	0.0	7603.9	397857.5	51251.5	346606.0
120	176.00	439425.0	33964.3	0.0	7603.9	397856.8	51277.2	346579.5
119	177.00	439425.0	33965.1	0.0	7603.9	397856.0	51303.0	346553.0
118	178.00	439425.0	33965.8	0.0	7603.9	397855.3	51328.8	346526.5
117	179.00	439425.0	33966.5	0.0	7603.9	397854.6	51354.6	346500.0
116	180.00	439425.0	33967.3	0.0	7603.9	397853.9	51380.4	346473.5

115	181.00	439425.0	33968.0	0.0	7603.8	397853.2	51406.1	346447.0
114	182.00	439425.0	33968.7	0.0	7603.8	397852.5	51431.9	346420.5
113	183.00	439425.0	33969.4	0.0	7603.8	397851.7	51457.7	346394.0
112	184.00	439425.0	33970.2	0.0	7603.8	397851.0	51483.5	346367.5
111	185.00	439425.0	33970.9	0.0	7603.8	397850.3	51509.3	346341.0
110	186.00	439425.0	33971.6	0.0	7603.8	397849.6	51535.0	346314.5
109	187.00	439425.0	33972.4	0.0	7603.8	397848.9	51560.8	346288.1
108	188.00	439425.0	33973.1	0.0	7603.7	397848.2	51586.6	346261.6
107	189.00	439425.0	33973.8	0.0	7603.7	397847.4	51612.4	346235.1
106	190.00	439425.0	33974.5	0.0	7603.7	397846.7	51638.2	346208.6
105	191.00	439425.0	33975.3	0.0	7603.7	397846.0	51664.0	346182.1
104	192.00	439425.0	33976.0	0.0	7603.7	397845.3	51689.7	346155.6
103	193.00	439425.0	33976.7	0.0	7603.7	397844.6	51715.5	346129.1
102	194.00	439425.0	33977.5	0.0	7603.7	397843.9	51741.3	346102.6
101	195.00	439425.0	33978.2	0.0	7603.7	397843.2	51767.1	346076.1
100	196.00	439425.0	33978.9	0.0	7603.6	397842.4	51792.9	346049.6
99	197.00	439425.0	33979.7	0.0	7603.6	397841.7	51818.6	346023.1
98	198.00	439425.0	33980.4	0.0	7603.6	397841.0	51844.4	345996.6
97	199.00	439425.0	33981.1	0.0	7603.6	397840.3	51870.2	345970.1
96	200.00	439425.0	33981.8	0.0	7603.6	397839.6	51896.0	345943.6
95	201.00	439425.0	33982.6	0.0	7603.6	397838.9	51921.8	345917.1
94	202.00	439425.0	33983.3	0.0	7603.6	397838.1	51947.5	345890.6
93	203.00	439425.0	33984.0	0.0	7603.5	397837.4	51973.3	345864.1
92	204.00	439425.0	33984.8	0.0	7603.5	397836.7	51999.1	345837.6
91	205.00	439425.0	33985.5	0.0	7603.5	397836.0	52024.9	345811.1
90	206.00	439425.0	33986.2	0.0	7603.5	397835.3	52050.7	345784.6
89	207.00	439425.0	33987.0	0.0	7603.5	397834.6	52076.4	345758.1
88	208.00	439425.0	33987.7	0.0	7603.5	397833.8	52102.2	345731.6
87	209.00	439425.0	33988.4	0.0	7603.5	397833.1	52128.0	345705.1
86	210.00	439425.0	33989.1	0.0	7603.4	397832.4	52153.8	345678.6
85	211.00	439425.0	33989.9	0.0	7603.4	397831.7	52179.6	345652.1
84	212.00	439425.0	33990.6	0.0	7603.4	397831.0	52205.3	345625.6
83	213.00	439425.0	33991.3	0.0	7603.4	397830.3	52231.1	345599.1
82	214.00	439425.0	33992.1	0.0	7603.4	397829.5	52256.9	345572.6
81	215.00	439425.0	33992.8	0.0	7603.4	397828.8	52282.7	345546.1
80	216.00	439425.0	33993.5	0.0	7603.4	397828.1	52308.5	345519.6
79	217.00	439425.0	33994.3	0.0	7603.4	397827.4	52348.7	345478.7
78	218.00	439425.0	33995.0	0.0	7603.3	397826.7	52393.8	345432.8
77	219.00	439425.0	33995.7	0.0	7603.3	397826.0	52438.9	345387.0
76	220.00	439425.0	33996.4	0.0	7603.3	397825.2	52484.0	345341.2
75	221.00	439425.0	33997.2	0.0	7603.3	397824.5	52529.1	345295.4
74	222.00	439425.0	33997.9	0.0	7603.3	397823.8	52574.2	345249.6
73	223.00	439425.0	33998.6	0.0	7603.3	397823.1	52619.3	345203.8
72	224.00	439425.0	33999.4	0.0	7603.3	397822.4	52664.4	345157.9
71	225.00	439425.0	34000.1	0.0	7603.2	397821.7	52709.5	345112.1
70	226.00	439425.0	34000.8	0.0	7603.2	397821.0	52754.6	345066.3

69	227.00	439425.0	34001.6	0.0	7603.2	397820.2	52799.7	345020.5
68	228.00	439425.0	34002.3	0.0	7603.2	397819.5	52844.8	344974.7
67	229.00	439425.0	34003.0	0.0	7603.2	397818.8	52889.9	344928.9
66	230.00	439425.0	34003.7	0.0	7603.2	397818.1	52935.0	344883.1
65	231.00	439425.0	34004.5	0.0	7603.2	397817.4	52980.1	344837.2
64	232.00	439425.0	34005.2	0.0	7603.1	397816.7	53025.2	344791.4
63	233.00	439425.0	34005.9	0.0	7603.1	397815.9	53070.3	344745.6
62	234.00	439425.0	34006.7	0.0	7603.1	397815.2	53111.8	344703.4
61	235.00	439425.0	34007.4	0.0	7603.1	397814.5	53137.6	344676.9
60	236.00	439425.0	34008.1	0.0	7603.1	397813.8	53163.4	344650.4
59	237.00	439425.0	34008.8	0.0	7603.1	397813.1	53189.2	344623.9
58	238.00	439425.0	34009.6	0.0	7603.1	397812.4	53214.9	344597.4
57	239.00	439425.0	34010.3	0.0	7603.0	397811.6	53240.7	344570.9
56	240.00	439425.0	34011.0	0.0	7603.0	397810.9	53266.5	344544.4
55	241.00	439425.0	34011.8	0.0	7603.0	397810.2	53292.3	344517.9
54	242.00	439425.0	34012.5	0.0	7603.0	397809.5	53318.1	344491.4
53	243.00	439425.0	34013.2	0.0	7603.0	397808.8	53343.8	344464.9
52	244.00	439425.0	34014.0	0.0	7603.0	397808.1	53369.6	344438.4
51	245.00	439425.0	34014.7	0.0	7603.0	397807.3	53395.4	344411.9
50	246.00	439425.0	34015.4	0.0	7603.0	397806.6	53421.2	344385.5
49	247.00	439425.0	34016.1	0.0	7602.9	397805.9	53447.0	344359.0
48	248.00	439425.0	34016.9	0.0	7602.9	397805.2	53472.7	344332.5
47	249.00	439425.0	34017.6	0.0	7602.9	397804.5	53498.5	344306.0
46	250.00	439425.0	34018.3	0.0	7602.9	397803.8	53524.3	344279.5
45	251.00	439425.0	34019.1	0.0	7602.9	397803.0	53550.1	344253.0
44	252.00	439425.0	34019.8	0.0	7602.9	397802.3	53644.9	344157.4
43	253.00	439425.0	34020.5	0.0	7602.9	397801.6	53781.2	344020.5
42	254.00	439425.0	34021.3	0.0	7602.8	397800.9	53917.4	343883.5
41	255.00	439425.0	34022.0	0.0	7602.8	397800.2	54053.7	343746.5
40	256.00	439425.0	34022.7	0.0	7602.8	397799.5	54189.9	343609.5
39	257.00	439425.0	34023.4	0.0	7602.8	397798.8	54326.2	343472.6
38	258.00	439425.0	34024.2	0.0	7602.8	397798.0	54462.5	343335.6
37	259.00	439425.0	34024.9	0.0	7602.8	397797.3	54598.7	343198.6
36	260.00	439425.0	34025.6	0.0	7602.8	397796.6	54735.0	343061.6
35	261.00	439425.0	34026.4	0.0	7602.7	397795.9	54871.2	342924.7
34	262.00	439425.0	34027.1	0.0	7602.7	397795.2	55007.5	342787.7
33	263.00	439425.0	34027.8	0.0	7602.7	397794.5	55143.7	342650.7
32	264.00	439425.0	34028.6	0.0	7602.7	397793.7	55280.0	342513.7
31	265.00	439425.0	34029.3	0.0	7602.7	397793.0	55416.3	342376.8
30	266.00	439425.0	34030.0	0.0	7602.7	397792.3	55552.5	342239.8
29	267.00	439425.0	34030.7	0.0	7602.7	397791.6	55688.8	342102.8
28	268.00	439425.0	34031.5	0.0	7602.7	397790.9	55825.0	341965.9
27	269.00	439425.0	34032.2	0.0	7602.6	397790.2	55968.2	341822.0
26	270.00	439425.0	34032.9	0.0	7602.6	397789.4	56214.9	341574.5
25	271.00	439425.0	34033.7	0.0	7602.6	397788.7	56461.7	341327.1
24	272.00	439425.0	34034.4	0.0	7602.6	397788.0	56708.4	341079.6

23	273.00	439425.0	34035.1	0.0	7602.6	397787.3	56955.1	340832.2
22	274.00	439425.0	34035.8	0.0	7602.6	397786.6	57201.9	340584.7
21	275.00	439425.0	34036.6	0.0	7602.6	397785.9	57448.6	340337.3
20	276.00	439425.0	34037.3	0.0	7602.5	397785.1	57695.3	340089.8
19	277.00	439425.0	34038.0	0.0	7602.5	397784.4	57942.1	339842.4
18	278.00	439425.0	34038.8	0.0	7602.5	397783.7	58188.8	339594.9
17	279.00	439425.0	34039.5	0.0	7602.5	397783.0	58435.5	339347.5
16	280.00	439425.0	34040.2	0.0	7602.5	397782.3	58682.3	339100.0
15	281.00	439425.0	34041.0	0.0	7602.5	397781.6	58929.0	338852.6
14	282.00	439425.0	34041.7	0.0	7602.5	397780.9	59175.7	338605.1
13	283.00	439425.0	34042.4	0.0	7602.4	397780.1	59422.5	338357.7
12	284.00	439425.0	34043.1	0.0	7602.4	397779.4	59669.2	338110.2
11	285.00	439425.0	34043.9	0.0	7602.4	397778.7	59915.9	337862.8
10	286.00	439425.0	34044.6	0.0	7602.4	397778.0	60162.7	337615.3
9	287.00	439425.0	34045.3	0.0	7613.1	397766.5	60552.2	337214.3
8	288.00	439425.0	34046.1	0.0	7701.0	397678.0	61313.5	336364.5
7	289.00	439425.0	34046.8	0.0	7886.0	397492.2	62421.1	335071.1
6	290.00	439425.0	34047.5	0.0	8190.3	397187.2	63962.9	333224.3
5	291.00	439425.0	34048.3	0.0	8656.3	396720.4	66098.0	330622.4
4	292.00	439425.0	34049.0	0.0	9367.4	396008.6	69125.2	326883.5
3	293.00	439425.0	34049.7	0.0	10504.8	394870.5	73666.2	321204.3
2	294.00	439425.0	34050.4	0.0	10568.8	394805.8	74506.7	320299.1
1	295.00	439425.0	34051.2	0.0	10806.3	394567.5	75968.1	318599.4
0	295.50	439425.0	34051.9	0.0	10870.0	394503.1	76828.4	317674.7

ANEXO 3. Verificación tensiones en el hormigón

Long (m)	t=0		t=∞	
	Verif1	Verif2	Verif1	Verif2
	σ (N/mm ²)	σ (N/mm ²)	σ (N/mm ²)	σ (N/mm ²)
0	-7.68	-20.43	-6.39	-18.84
1	-7.65	-20.48	-6.36	-18.90
2	-7.55	-20.53	-6.26	-18.96
3	-7.45	-20.58	-6.17	-19.01
4	-7.36	-20.62	-6.09	-19.07
5	-7.27	-20.67	-6.00	-19.12
6	-7.18	-20.71	-5.92	-19.17
7	-7.09	-20.74	-5.84	-19.21
8	-7.01	-20.78	-5.77	-19.26
9	-6.93	-20.81	-5.69	-19.30
10	-6.85	-20.85	-5.62	-19.34
11	-6.78	-20.88	-5.55	-19.38
12	-6.71	-20.90	-5.49	-19.41
13	-6.64	-20.93	-5.43	-19.45
14	-6.57	-20.96	-5.36	-19.48
15	-6.51	-20.98	-5.30	-19.51
16	-6.44	-21.00	-5.25	-19.54
17	-6.38	-21.02	-5.19	-19.56
18	-6.32	-21.04	-5.14	-19.59
19	-6.27	-21.05	-5.09	-19.61
20	-6.21	-21.06	-5.04	-19.63
21	-6.12	-21.03	-4.95	-19.61
22	-6.03	-21.00	-4.88	-19.59
23	-5.95	-20.97	-4.80	-19.57
24	-5.86	-20.94	-4.72	-19.54
25	-5.78	-20.90	-4.65	-19.52
26	-5.70	-20.87	-4.58	-19.50
27	-5.62	-20.83	-4.51	-19.47
28	-5.55	-20.80	-4.44	-19.45
29	-5.48	-20.76	-4.38	-19.42
30	-5.40	-20.73	-4.31	-19.39
31	-5.28	-20.75	-4.19	-19.42
32	-5.06	-20.87	-3.99	-19.55
33	-4.85	-20.98	-3.78	-19.68
34	-4.65	-21.10	-3.59	-19.80
35	-4.45	-21.20	-3.39	-19.92
36	-4.25	-21.31	-3.21	-20.03
37	-4.06	-21.41	-3.02	-20.14
38	-3.88	-21.50	-2.84	-20.24
39	-3.70	-21.60	-2.67	-20.34
40	-3.52	-21.69	-2.50	-20.44
41	-3.35	-21.77	-2.33	-20.54

42	-3.18	-21.86	-2.17	-20.63
43	-3.01	-21.94	-2.01	-20.72
44	-2.85	-22.01	-1.86	-20.80
45	-2.70	-22.09	-1.71	-20.88
46	-2.54	-22.16	-1.56	-20.96
47	-10.62	-32.28	-8.44	-29.62
48	-10.42	-32.28	-8.18	-29.54
49	-10.26	-32.32	-8.04	-29.60
50	-10.11	-32.37	-7.90	-29.66
51	-9.96	-32.42	-7.76	-29.72
52	-9.82	-32.46	-7.63	-29.78
53	-9.68	-32.50	-7.50	-29.83
54	-9.54	-32.53	-7.37	-29.88
55	-9.41	-32.57	-7.25	-29.93
56	-9.28	-32.60	-7.13	-29.98
57	-9.15	-32.64	-7.01	-30.02
58	-9.03	-32.67	-6.90	-30.06
59	-8.90	-32.69	-6.79	-30.10
60	-8.78	-32.72	-6.68	-30.14
61	-8.64	-32.77	-6.54	-30.21
62	-8.42	-32.91	-6.33	-30.36
63	-8.21	-33.04	-6.13	-30.50
64	-8.00	-33.17	-5.93	-30.64
65	-7.80	-33.29	-5.74	-30.77
66	-7.60	-33.41	-5.55	-30.90
67	-7.40	-33.52	-5.36	-31.03
68	-7.18	-33.60	-5.15	-31.12
69	-6.96	-33.68	-4.95	-31.21
70	-6.75	-33.75	-4.75	-31.30
71	-6.55	-33.82	-4.55	-31.38
72	-6.34	-33.88	-4.36	-31.46
73	-6.14	-33.95	-4.18	-31.54
74	-5.95	-34.01	-3.99	-31.62
75	-5.76	-34.07	-3.81	-31.69
76	-5.57	-34.12	-3.64	-31.76
77	-5.39	-34.18	-3.46	-31.82
78	-5.21	-34.23	-3.29	-31.89
79	-5.03	-34.28	-3.13	-31.95
80	-4.86	-34.32	-2.97	-32.01
81	-4.69	-34.37	-2.81	-32.07
82	-4.52	-34.41	-2.65	-32.12
83	-4.36	-34.45	-2.50	-32.18
84	-4.20	-34.49	-2.35	-32.23
85	-4.04	-34.52	-2.20	-32.28
86	-3.89	-34.56	-2.06	-32.32
87	-3.74	-34.59	-1.92	-32.37

88	-3.59	-34.62	-1.78	-32.41
89	-3.44	-34.65	-1.64	-32.45
90	-3.30	-34.68	-1.51	-32.49
91	-3.15	-34.71	-1.37	-32.53
92	-2.96	-34.79	-1.19	-32.63
93	-2.77	-34.87	-1.01	-32.72
94	-2.59	-34.95	-0.84	-32.81
95	-2.41	-35.03	-0.66	-32.90
96	-2.23	-35.10	-0.49	-32.98
97	-8.41	-42.94	-5.56	-39.45
98	-8.24	-43.00	-5.40	-39.54
99	-8.07	-43.07	-5.24	-39.62
100	-7.90	-43.13	-5.09	-39.69
101	-7.74	-43.19	-4.94	-39.77
102	-7.58	-43.25	-4.79	-39.84
103	-7.42	-43.30	-4.64	-39.91
104	-7.26	-43.36	-4.50	-39.98
105	-7.11	-43.41	-4.36	-40.04
106	-6.96	-43.46	-4.22	-40.11
107	-6.82	-43.51	-4.09	-40.17
108	-6.67	-43.55	-3.95	-40.23
109	-6.53	-43.60	-3.82	-40.28
110	-6.40	-43.64	-3.70	-40.34
111	-6.26	-43.68	-3.57	-40.39
112	-6.13	-43.72	-3.45	-40.44
113	-6.00	-43.75	-3.33	-40.49
114	-5.87	-43.79	-3.21	-40.54
115	-5.74	-43.82	-3.10	-40.59
116	-5.62	-43.85	-2.98	-40.63
117	-5.49	-43.88	-2.87	-40.67
118	-5.35	-43.88	-2.74	-40.69
119	-5.21	-43.88	-2.61	-40.71
120	-5.07	-43.88	-2.49	-40.72
121	-4.94	-43.88	-2.36	-40.73
122	-4.74	-43.89	-2.18	-40.76
123	-4.55	-43.90	-2.00	-40.79
124	-4.36	-43.91	-1.83	-40.82
125	-4.18	-43.92	-1.66	-40.84
126	-3.99	-43.93	-1.49	-40.86
127	-3.81	-43.93	-1.32	-40.88
128	-3.63	-43.93	-1.15	-40.90
129	-3.47	-43.95	-1.00	-40.93
130	-3.30	-43.98	-0.85	-40.98
131	-3.15	-44.01	-0.70	-41.02
132	-2.99	-44.04	-0.56	-41.06
133	-2.84	-44.06	-0.41	-41.10

134	-2.69	-44.08	-0.27	-41.14
135	-2.54	-44.11	-0.14	-41.17
136	-2.39	-44.13	0.00	-41.21
137	-2.31	-41.58	-0.05	-38.82
138	-2.82	-39.98	-0.66	-37.33
139	-3.28	-38.50	-1.20	-35.96
140	-3.63	-37.07	-1.63	-34.63
141	-3.91	-35.70	-1.99	-33.36
142	-4.16	-34.43	-2.31	-32.17
143	-4.38	-33.25	-2.61	-31.08
144	-4.61	-32.15	-2.89	-30.05
145	-4.80	-31.12	-3.15	-29.10
146	-4.98	-30.16	-3.37	-28.20
147	-4.40	-29.57	-2.82	-27.65
148	-4.35	-29.64	-2.78	-27.72
149	-4.30	-29.70	-2.73	-27.78
150	-4.26	-29.77	-2.68	-27.84
151	-4.21	-29.83	-2.63	-27.91
152	-4.16	-29.90	-2.59	-27.97
153	-4.12	-29.96	-2.54	-28.03
154	-4.07	-30.02	-2.49	-28.10
155	-4.02	-30.09	-2.45	-28.16
156	-3.97	-30.15	-2.40	-28.23
157	-3.93	-30.22	-2.35	-28.29
158	-3.88	-30.28	-2.30	-28.35
159	-3.83	-30.34	-2.26	-28.42
160	-3.79	-30.41	-2.21	-28.48
161	-3.74	-30.47	-2.16	-28.54
162	-3.69	-30.54	-2.12	-28.61
163	-3.65	-30.60	-2.07	-28.67
164	-3.63	-30.64	-2.05	-28.71
165	-3.66	-30.66	-2.08	-28.73
166	-3.68	-30.67	-2.10	-28.74
167	-3.71	-30.69	-2.13	-28.76
168	-3.74	-30.70	-2.15	-28.77
169	-3.76	-30.72	-2.18	-28.79
170	-3.79	-30.73	-2.20	-28.80
171	-3.81	-30.75	-2.23	-28.81
172	-3.84	-30.77	-2.25	-28.83
173	-3.87	-30.78	-2.28	-28.84
174	-3.89	-30.80	-2.30	-28.86
175	-3.92	-30.81	-2.33	-28.87
176	-3.94	-30.83	-2.36	-28.89
177	-3.97	-30.84	-2.38	-28.90
178	-4.00	-30.86	-2.41	-28.91
179	-4.02	-30.87	-2.43	-28.93

180	-4.05	-30.89	-2.46	-28.94
181	-4.07	-30.90	-2.48	-28.96
182	-4.14	-30.88	-2.55	-28.93
183	-4.21	-30.85	-2.62	-28.90
184	-4.29	-30.82	-2.69	-28.87
185	-4.36	-30.78	-2.76	-28.83
186	-4.43	-30.75	-2.84	-28.80
187	-4.50	-30.72	-2.91	-28.77
188	-4.58	-30.69	-2.98	-28.74
189	-4.65	-30.66	-3.05	-28.71
190	-4.72	-30.63	-3.12	-28.67
191	-4.79	-30.60	-3.19	-28.64
192	-4.87	-30.57	-3.27	-28.61
193	-4.94	-30.53	-3.34	-28.58
194	-5.01	-30.50	-3.41	-28.54
195	-5.09	-30.47	-3.48	-28.51
196	-5.16	-30.44	-3.55	-28.48
197	-5.23	-30.41	-3.63	-28.45
198	-5.30	-30.38	-3.70	-28.42
199	-5.39	-30.34	-3.78	-28.37
200	-5.50	-30.27	-3.89	-28.30
201	-5.61	-30.20	-4.00	-28.23
202	-5.72	-30.13	-4.11	-28.16
203	-5.83	-30.06	-4.22	-28.09
204	-5.94	-29.99	-4.33	-28.02
205	-6.05	-29.92	-4.44	-27.95
206	-6.16	-29.85	-4.55	-27.88
207	-6.28	-29.78	-4.66	-27.81
208	-6.39	-29.71	-4.77	-27.74
209	-6.50	-29.64	-4.88	-27.67
210	-6.61	-29.57	-4.99	-27.60
211	-6.72	-29.50	-5.10	-27.53
212	-6.83	-29.43	-5.21	-27.45
213	-6.94	-29.36	-5.32	-27.38
214	-7.05	-29.29	-5.43	-27.31
215	-7.16	-29.22	-5.54	-27.24
216	-7.27	-29.15	-5.65	-27.17
217	-7.43	-29.06	-5.81	-27.08
218	-7.61	-28.96	-5.98	-26.98
219	-7.78	-28.86	-6.16	-26.87
220	-7.95	-28.76	-6.33	-26.77
221	-8.13	-28.65	-6.50	-26.67
222	-8.30	-28.55	-6.67	-26.56
223	-8.47	-28.45	-6.84	-26.46
224	-8.65	-28.35	-7.02	-26.36
225	-8.82	-28.25	-7.19	-26.25

226	-9.00	-28.15	-7.36	-26.15
227	-9.17	-28.05	-7.53	-26.05
228	-9.34	-27.95	-7.71	-25.95
229	-9.52	-27.85	-7.88	-25.84
230	-9.69	-27.74	-8.05	-25.74
231	-9.86	-27.64	-8.22	-25.64
232	-10.04	-27.54	-8.40	-25.53
233	-10.21	-27.44	-8.57	-25.43
234	-10.39	-27.33	-8.74	-25.32
235	-10.58	-27.18	-8.94	-25.17
236	-10.78	-27.02	-9.13	-25.01
237	-10.97	-26.87	-9.32	-24.86
238	-11.16	-26.72	-9.52	-24.71
239	-11.36	-26.57	-9.71	-24.55
240	-11.55	-26.42	-9.90	-24.40
241	-11.75	-26.26	-10.09	-24.25
242	-11.94	-26.11	-10.29	-24.09
243	-12.13	-25.96	-10.48	-23.94
244	-12.33	-25.81	-10.67	-23.79
245	-12.52	-25.65	-10.87	-23.63
246	-12.71	-25.50	-11.06	-23.48
247	-12.91	-25.35	-11.25	-23.33
248	-13.10	-25.20	-11.45	-23.17
249	-13.30	-25.04	-11.64	-23.02
250	-13.49	-24.89	-11.83	-22.87
251	-13.68	-24.74	-12.03	-22.71
252	-13.92	-24.65	-12.26	-22.62
253	-14.19	-24.60	-12.52	-22.57
254	-14.46	-24.56	-12.79	-22.52
255	-14.72	-24.51	-13.05	-22.46
256	-14.99	-24.46	-13.31	-22.41
257	-15.25	-24.41	-13.57	-22.36
258	-15.52	-24.37	-13.83	-22.31
259	-15.79	-24.32	-14.10	-22.25
260	-16.05	-24.27	-14.36	-22.20
261	-16.32	-24.23	-14.62	-22.15
262	-16.59	-24.18	-14.88	-22.10
263	-16.85	-24.13	-15.14	-22.04
264	-17.12	-24.08	-15.41	-21.99
265	-17.39	-24.04	-15.67	-21.94
266	-17.65	-23.99	-15.93	-21.89
267	-17.92	-23.94	-16.19	-21.83
268	-18.18	-23.89	-16.46	-21.78
269	-18.45	-23.85	-16.72	-21.74
270	-18.75	-23.95	-17.01	-21.83
271	-19.05	-24.05	-17.30	-21.92

272	-19.34	-24.15	-17.59	-22.01
273	-19.64	-24.25	-17.88	-22.10
274	-19.94	-24.35	-18.17	-22.19
275	-20.24	-24.45	-18.46	-22.27
276	-20.53	-24.55	-18.75	-22.36
277	-20.83	-24.65	-19.04	-22.45
278	-21.13	-24.75	-19.32	-22.54
279	-21.42	-24.85	-19.61	-22.63
280	-21.72	-24.95	-19.90	-22.72
281	-22.02	-25.04	-20.19	-22.81
282	-22.32	-25.14	-20.48	-22.90
283	-22.61	-25.24	-20.77	-22.99
284	-22.91	-25.34	-21.06	-23.08
285	-23.21	-25.44	-21.35	-23.17
286	-23.50	-25.54	-21.64	-23.26
287	-23.88	-25.80	-22.01	-23.50
288	-24.55	-26.44	-22.62	-24.09
289	-25.52	-27.43	-23.51	-24.97
290	-26.88	-28.85	-24.74	-26.24
291	-28.78	-30.87	-26.45	-28.02
292	-31.51	-33.83	-28.87	-30.60
293	-35.70	-38.41	-32.54	-34.55
294	-36.44	-39.14	-33.22	-35.21
295	-37.77	-40.52	-34.42	-36.42
295.5	-38.57	-41.23	-35.16	-37.07

ANEXO 4. Verificación ELU

Long	MRd(kN*m)	MEd(kN*m)	MRd>Med	Long	MRd(kN*m)	MEd(kN*m)	MRd>Med
0	917457.43	131918.14	CUMPLE	44	1337544.9	375942.326	CUMPLE
1	922124.40	133870.02	CUMPLE	45	1347562.41	385308.691	CUMPLE
2	931557.70	137813.23	CUMPLE	46	1357594.55	394675.056	CUMPLE
3	940997.92	141756.44	CUMPLE	47	2027776.83	404041.42	CUMPLE
4	950445.19	145699.64	CUMPLE	48	2025222.64	413407.785	CUMPLE
5	959899.61	149642.85	CUMPLE	49	2044809.86	422774.15	CUMPLE
6	969361.32	153586.06	CUMPLE	50	2064398.82	432140.514	CUMPLE
7	978830.42	157529.27	CUMPLE	51	2083989.62	441506.879	CUMPLE
8	988307.05	161472.47	CUMPLE	52	2103582.36	450873.244	CUMPLE
9	997791.31	165415.68	CUMPLE	53	2123177.15	460239.609	CUMPLE
10	1007283.30	169358.89	CUMPLE	54	2142774.1	469605.973	CUMPLE
11	1016783.15	173302.09	CUMPLE	55	2162373.32	478972.338	CUMPLE
12	1026290.95	177245.30	CUMPLE	56	2181974.9	488338.703	CUMPLE
13	1035806.80	181188.51	CUMPLE	57	2201578.98	497705.068	CUMPLE
14	1045330.82	185131.72	CUMPLE	58	2221185.64	507071.432	CUMPLE
15	1054863.09	189074.92	CUMPLE	59	2240795.01	516437.797	CUMPLE
16	1064403.71	193018.13	CUMPLE	60	2260407.19	525804.162	CUMPLE
17	1073952.79	196961.34	CUMPLE	61	2280000.95	536506.223	CUMPLE
18	1083510.41	200904.54	CUMPLE	62	2299536.06	551269.342	CUMPLE
19	1093076.66	204847.75	CUMPLE	63	2319079.49	566032.461	CUMPLE
20	1102651.63	208790.96	CUMPLE	64	2338631.36	580795.579	CUMPLE
21	1112235.40	212734.17	CUMPLE	65	2358191.76	595558.698	CUMPLE
22	1121828.08	216677.37	CUMPLE	66	2377760.78	610321.817	CUMPLE
23	1131429.72	220620.58	CUMPLE	67	2397338.54	625084.935	CUMPLE
24	1141040.43	224563.79	CUMPLE	68	2416925.13	639848.054	CUMPLE
25	1150660.28	228506.99	CUMPLE	69	2436520.65	654611.173	CUMPLE
26	1160289.34	232450.20	CUMPLE	70	2456125.2	669374.292	CUMPLE
27	1169927.69	236393.41	CUMPLE	71	2475738.88	684137.41	CUMPLE
28	1179575.41	240336.62	CUMPLE	72	2495361.79	698900.529	CUMPLE
29	1189232.57	244279.82	CUMPLE	73	2514994.02	713663.648	CUMPLE
30	1198899.24	248223.03	CUMPLE	74	2534635.68	728426.767	CUMPLE
31	1208628.43	254179.58	CUMPLE	75	2554286.87	743189.885	CUMPLE
32	1218459.87	263545.95	CUMPLE	76	2573947.67	757953.004	CUMPLE
33	1228305.32	272912.31	CUMPLE	77	2593618.19	772716.123	CUMPLE
34	1238164.84	282278.68	CUMPLE	78	2613298.52	787479.241	CUMPLE
35	1248038.49	291645.04	CUMPLE	79	2632988.76	802242.36	CUMPLE
36	1257926.31	301011.41	CUMPLE	80	2652689	817005.479	CUMPLE
37	1267828.35	310377.77	CUMPLE	81	2672399.34	831768.598	CUMPLE
38	1277744.67	319744.14	CUMPLE	82	2692119.87	846531.716	CUMPLE
39	1287675.30	329110.50	CUMPLE	83	2711850.68	861294.835	CUMPLE
40	1297620.31	338476.87	CUMPLE	84	2731591.86	876057.954	CUMPLE
41	1307579.73	347843.23	CUMPLE	85	2751343.51	890821.073	CUMPLE
42	1317553.60	357209.60	CUMPLE	86	2771105.73	905584.191	CUMPLE
43	1327541.98	366575.96	CUMPLE	87	2790878.58	920347.31	CUMPLE

Long	MRd(kN*m)	MEd(kN*m)	MRd>Med	Long	MRd(kN*m)	MEd(kN*m)	MRd>Med
88	2810662.18	935110.429	CUMPLE	132	4296872.78	1782700.24	CUMPLE
89	2830456.6	949873.547	CUMPLE	133	4326823.85	1805476.81	CUMPLE
90	2850261.94	964636.666	CUMPLE	134	4356782.08	1828253.38	CUMPLE
91	2870077.29	979875.658	CUMPLE	135	4386747.49	1851029.95	CUMPLE
92	2889898.54	998484.215	CUMPLE	136	4416720.14	1873806.52	CUMPLE
93	2909734.21	1017092.77	CUMPLE	137	4701776	1896478.99	CUMPLE
94	2929584.38	1035701.33	CUMPLE	138	4986982.71	1919151.46	CUMPLE
95	2949449.12	1054309.89	CUMPLE	139	5272389.62	1941823.93	CUMPLE
96	2969328.51	1072918.44	CUMPLE	140	5560858	1963339.38	CUMPLE
97	3241967.15	1091527	CUMPLE	141	5849523.18	1984276.33	CUMPLE
98	3271593.31	1110135.56	CUMPLE	142	6136756.2	2005213.28	CUMPLE
99	3301229.44	1128744.12	CUMPLE	143	6422541.03	2025509.6	CUMPLE
100	3330875.47	1147352.67	CUMPLE	144	6707150.17	2044524.68	CUMPLE
101	3360531.34	1165961.23	CUMPLE	145	6990999.77	2063539.76	CUMPLE
102	3390196.99	1184569.79	CUMPLE	146	7274161.53	2082554.83	CUMPLE
103	3419872.37	1203178.35	CUMPLE	147	7274313.23	2092365.11	CUMPLE
104	3449557.43	1221786.9	CUMPLE	148	7274463.53	2102175.39	CUMPLE
105	3479252.12	1240395.46	CUMPLE	149	7274612.44	2111985.66	CUMPLE
106	3508956.41	1259004.02	CUMPLE	150	7274759.94	2121795.94	CUMPLE
107	3538670.26	1277612.57	CUMPLE	151	7274906.05	2131606.22	CUMPLE
108	3568393.64	1296221.13	CUMPLE	152	7275050.76	2141416.49	CUMPLE
109	3598126.51	1314829.69	CUMPLE	153	7275194.06	2151226.77	CUMPLE
110	3627868.87	1333438.25	CUMPLE	154	7275335.97	2161037.05	CUMPLE
111	3657620.69	1352046.8	CUMPLE	155	7275476.48	2170847.32	CUMPLE
112	3687381.94	1370655.36	CUMPLE	156	7275615.58	2180657.6	CUMPLE
113	3717152.63	1389263.92	CUMPLE	157	7275753.29	2190467.88	CUMPLE
114	3746932.73	1407872.48	CUMPLE	158	7275889.59	2200278.15	CUMPLE
115	3776722.24	1426481.03	CUMPLE	159	7276024.5	2210088.43	CUMPLE
116	3806521.16	1445089.59	CUMPLE	160	7276158	2219898.71	CUMPLE
117	3836329.49	1463698.15	CUMPLE	161	7276290.1	2229708.98	CUMPLE
118	3866147.22	1482306.7	CUMPLE	162	7276420.81	2239519.26	CUMPLE
119	3895974.37	1500915.26	CUMPLE	163	7276550.11	2249329.54	CUMPLE
120	3925810.94	1519523.82	CUMPLE	164	7276756.53	2254434.69	CUMPLE
121	3955656.93	1538132.38	CUMPLE	165	7277057.62	2253490.41	CUMPLE
122	3987275.76	1560112.36	CUMPLE	166	7277350.54	2252546.12	CUMPLE
123	4018865.95	1582092.34	CUMPLE	167	7277635.28	2251601.84	CUMPLE
124	4050427.48	1604072.32	CUMPLE	168	7277911.83	2250657.55	CUMPLE
125	4081960.36	1626052.3	CUMPLE	169	7278180.19	2249713.27	CUMPLE
126	4113464.58	1648032.29	CUMPLE	170	7278440.37	2248768.98	CUMPLE
127	4144940.15	1670012.27	CUMPLE	171	7278692.35	2247824.69	CUMPLE
128	4176387.09	1691992.25	CUMPLE	172	7278936.14	2246880.41	CUMPLE
129	4207062.11	1714370.53	CUMPLE	173	7279171.74	2245936.12	CUMPLE
130	4236991.95	1737147.1	CUMPLE	174	7279399.14	2244991.84	CUMPLE
131	4266928.83	1759923.67	CUMPLE	175	7279618.35	2244047.55	CUMPLE

Long	MRd(kN*m)	MEd(kN*m)	MRd>Med	Long	MRd(kN*m)	MEd(kN*m)	MRd>Med
176	7279829.36	2243103.27	CUMPLE	220	7280504.55	1705599.8	CUMPLE
177	7280032.16	2242158.98	CUMPLE	221	7280179.75	1681304.17	CUMPLE
178	7280226.77	2241214.7	CUMPLE	222	7279829.68	1657008.55	CUMPLE
179	7280413.17	2240270.41	CUMPLE	223	7279454.35	1632712.93	CUMPLE
180	7280591.36	2239326.13	CUMPLE	224	7279053.73	1608417.3	CUMPLE
181	7280761.35	2238381.84	CUMPLE	225	7278627.83	1584121.68	CUMPLE
182	7280923.13	2230226.16	CUMPLE	226	7278176.64	1559826.06	CUMPLE
183	7281076.69	2221040.28	CUMPLE	227	7277700.15	1535530.43	CUMPLE
184	7281222.05	2211854.4	CUMPLE	228	7277198.37	1511234.81	CUMPLE
185	7281359.19	2202668.52	CUMPLE	229	7276671.28	1486939.19	CUMPLE
186	7281488.11	2193482.64	CUMPLE	230	7276118.88	1462643.56	CUMPLE
187	7281608.82	2184296.76	CUMPLE	231	7275541.17	1438347.94	CUMPLE
188	7281721.31	2175110.88	CUMPLE	232	7274938.14	1414052.32	CUMPLE
189	7281825.58	2165925	CUMPLE	233	7274309.79	1389756.69	CUMPLE
190	7281921.63	2156739.12	CUMPLE	234	7273709.5	1364277.92	CUMPLE
191	7282009.46	2147553.24	CUMPLE	235	7273325.36	1333672.16	CUMPLE
192	7282089.06	2138367.36	CUMPLE	236	7272932.93	1303066.4	CUMPLE
193	7282160.44	2129181.48	CUMPLE	237	7272532.21	1272460.64	CUMPLE
194	7282223.58	2119995.6	CUMPLE	238	7272123.2	1241854.88	CUMPLE
195	7282278.5	2110809.72	CUMPLE	239	7271705.89	1211249.12	CUMPLE
196	7282325.19	2101623.84	CUMPLE	240	7271280.3	1180643.37	CUMPLE
197	7282363.65	2092437.96	CUMPLE	241	7270846.41	1150037.61	CUMPLE
198	7282393.87	2083252.08	CUMPLE	242	7270404.23	1119431.85	CUMPLE
199	7282415.86	2071950.52	CUMPLE	243	7269953.76	1088826.09	CUMPLE
200	7282429.61	2055994.45	CUMPLE	244	7269494.99	1058220.33	CUMPLE
201	7282435.13	2040038.39	CUMPLE	245	7269027.92	1027614.57	CUMPLE
202	7282432.4	2024082.32	CUMPLE	246	7268552.56	997008.81	CUMPLE
203	7282421.44	2008126.26	CUMPLE	247	7268068.91	966403.051	CUMPLE
204	7282402.23	1992170.19	CUMPLE	248	7267576.95	935797.291	CUMPLE
205	7282374.78	1976214.13	CUMPLE	249	7267076.7	905191.532	CUMPLE
206	7282339.09	1960258.06	CUMPLE	250	7266568.15	874585.773	CUMPLE
207	7282295.15	1944301.99	CUMPLE	251	7266051.3	843980.013	CUMPLE
208	7282242.96	1928345.93	CUMPLE	252	7264081.1	815167.507	CUMPLE
209	7282182.53	1912389.86	CUMPLE	253	7261054.38	787430.953	CUMPLE
210	7282113.85	1896433.8	CUMPLE	254	7257796.28	759694.399	CUMPLE
211	7282036.91	1880477.73	CUMPLE	255	7254306.76	731957.844	CUMPLE
212	7281951.73	1864521.66	CUMPLE	256	7250585.76	704221.29	CUMPLE
213	7281858.29	1848565.6	CUMPLE	257	7246633.24	676484.736	CUMPLE
214	7281756.59	1832609.53	CUMPLE	258	7242449.17	648748.182	CUMPLE
215	7281646.64	1816653.47	CUMPLE	259	7238033.54	621011.627	CUMPLE
216	7281528.44	1800697.4	CUMPLE	260	7233386.33	593275.073	CUMPLE
217	7281327.39	1778486.67	CUMPLE	261	7228507.55	565538.519	CUMPLE
218	7281078.36	1754191.04	CUMPLE	262	7223397.21	537801.965	CUMPLE
219	7280804.08	1729895.42	CUMPLE	263	7218055.33	510065.41	CUMPLE

Long	MRd(kN*m)	MEd(kN*m)	MRd>Med
264	7212481.95	482328.856	CUMPLE
265	7206677.09	454592.302	CUMPLE
266	7200640.83	426855.747	CUMPLE
267	7194373.21	399119.193	CUMPLE
268	7187874.31	371382.639	CUMPLE
269	7180797.13	344285.436	CUMPLE
270	7168002.81	326778.507	CUMPLE
271	7154451.58	309271.577	CUMPLE
272	7140144.18	291764.647	CUMPLE
273	7125081.46	274257.718	CUMPLE
274	7109264.41	256750.788	CUMPLE
275	7092694.08	239243.859	CUMPLE
276	7075371.67	221736.929	CUMPLE
277	7057298.47	204229.999	CUMPLE
278	7038475.88	186723.07	CUMPLE
279	7018905.42	169216.14	CUMPLE
280	6998588.7	151709.211	CUMPLE
281	6977527.46	134202.281	CUMPLE
282	6955723.52	116695.352	CUMPLE
283	6933178.83	99188.422	CUMPLE
284	6909895.45	81681.4924	CUMPLE
285	6885875.53	64174.5628	CUMPLE
286	6861121.35	46667.6332	CUMPLE
287	6803707.38	35248.389	CUMPLE
288	6584396.11	29916.8301	CUMPLE
289	6180527.78	24585.2711	CUMPLE
290	5570918.12	19253.7122	CUMPLE
291	4723795.31	13922.1533	CUMPLE
292	3594302.69	10601.4851	CUMPLE
293	2127906.93	7951.11384	CUMPLE
294	1635130.38	5300.74256	CUMPLE
295	953399.066	2650.37128	CUMPLE
296	286968.475	0	CUMPLE

ANEXO 5. Herramienta en Matlab para la obtención de esfuerzos internos

```
%% Primero Cargamos el archivo de resultados de OPENFAST
load('DLC13_31.mat')

%% Se ordenan las cargas hidrodinámicas en matrices
FDx = [M1N1FDxi'; M1N2FDxi'; M1N3FDxi'; M2N1FDxi'; M2N2FDxi'; M2N3FDxi'; M2N4FDxi'; M2N5FDxi';
M2N6FDxi'; M2N7FDxi'; M2N8FDxi'; M2N9FDxi'; M3N1FDxi'; M3N2FDxi'; M3N3FDxi'; M3N4FDxi';
M4N1FDxi'; M4N2FDxi'; M4N3FDxi'];
FIx = [M1N1FIxi'; M1N2FIxi'; M1N3FIxi'; M2N1FIxi'; M2N2FIxi'; M2N3FIxi'; M2N4FIxi'; M2N5FIxi';
M2N6FIxi'; M2N7FIxi'; M2N8FIxi'; M2N9FIxi'; M3N1FIxi'; M3N2FIxi'; M3N3FIxi'; M3N4FIxi';
M4N1FIxi'; M4N2FIxi'; M4N3FIxi'];
FBx = [M1N1FBxi'; M1N2FBxi'; M1N3FBxi'; M2N1FBxi'; M2N2FBxi'; M2N3FBxi'; M2N4FBxi'; M2N5FBxi';
M2N6FBxi'; M2N7FBxi'; M2N8FBxi'; M2N9FBxi'; M3N1FBxi'; M3N2FBxi'; M3N3FBxi'; M3N4FBxi';
M4N1FBxi'; M4N2FBxi'; M4N3FBxi'];
FBFx = [M1N1FBFxi'; M1N2FBFxi'; M1N3FBFxi'; M2N1FBFxi'; M2N2FBFxi'; M2N3FBFxi'; M2N4FBFxi';
M2N5FBFxi'; M2N6FBFxi'; M2N7FBFxi'; M2N8FBFxi'; M2N9FBFxi'; M3N1FBFxi'; M3N2FBFxi';
M3N3FBFxi'; M3N4FBFxi'; M4N1FBFxi'; M4N2FBFxi'; M4N3FBFxi'];
FMGx = [M1N1FMGxi'; M1N2FMGxi'; M1N3FMGxi'; M2N1FMGxi'; M2N2FMGxi'; M2N3FMGxi'; M2N4FMGxi';
M2N5FMGxi'; M2N6FMGxi'; M2N7FMGxi'; M2N8FMGxi'; M2N9FMGxi'; M3N1FMGxi'; M3N2FMGxi';
M3N3FMGxi'; M3N4FMGxi'; M4N1FMGxi'; M4N2FMGxi'; M4N3FMGxi'];
FAMx = [M1N1FAMxi'; M1N2FAMxi'; M1N3FAMxi'; M2N1FAMxi'; M2N2FAMxi'; M2N3FAMxi'; M2N4FAMxi';
M2N5FAMxi'; M2N6FAMxi'; M2N7FAMxi'; M2N8FAMxi'; M2N9FAMxi'; M3N1FAMxi'; M3N2FAMxi';
M3N3FAMxi'; M3N4FAMxi'; M4N1FAMxi'; M4N2FAMxi'; M4N3FAMxi'];
FAFx = [M1N1FAFxi'; M1N2FAFxi'; M1N3FAFxi'; M2N1FAFxi'; M2N2FAFxi'; M2N3FAFxi'; M2N4FAFxi';
M2N5FAFxi'; M2N6FAFxi'; M2N7FAFxi'; M2N8FAFxi'; M2N9FAFxi'; M3N1FAFxi'; M3N2FAFxi';
M3N3FAFxi'; M3N4FAFxi'; M4N1FAFxi'; M4N2FAFxi'; M4N3FAFxi'];
FAX = [M1N1FAXi'; M1N2FAXi'; M1N3FAXi'; M2N1FAXi'; M2N2FAXi'; M2N3FAXi'; M2N4FAXi'; M2N5FAXi';
M2N6FAXi'; M2N7FAXi'; M2N8FAXi'; M2N9FAXi'; M3N1FAXi'; M3N2FAXi'; M3N3FAXi'; M3N4FAXi';
M4N1FAXi'; M4N2FAXi'; M4N3FAXi'];
Fx = FDx + 1*FIx + 1*FBx + 1*FBFx + 1*FMGx + 1*FAMx + 1*FAFx + 0*FAX;
Acc_x =
[M1N1STAxix';M1N2STAxix';M1N3STAxix';M2N1STAxix';M2N2STAxix';M2N3STAxix';M2N4STAxix';M2N5STAxix';M2N6S
TAxix';M2N7STAxix';M2N8STAxix';M2N9STAxix';M3N1STAxix';M3N2STAxix';M3N3STAxix';M3N4STAxix';M4N1STAxix';
M4N2STAxix';M4N3STAxix'];
ResJoin1Fx = J1FDxi + J1FIxi + J1FBxi + J1FBFxi + J1FAMxi;
ResJoin2Fx = J2FDxi + J2FIxi + J2FBxi + J2FBFxi + J2FAMxi;
ResJoin3Fx = J3FDxi + J3FIxi + J3FBxi + J3FBFxi + J3FAMxi;
ResJoin4Fx = J4FDxi + J4FIxi + J4FBxi + J4FBFxi + J4FAMxi;
ResJoin5Fx = J5FDxi + J5FIxi + J5FBxi + J5FBFxi + J5FAMxi;

FDy = [M1N1FDyi'; M1N2FDyi'; M1N3FDyi'; M2N1FDyi'; M2N2FDyi'; M2N3FDyi'; M2N4FDyi'; M2N5FDyi';
M2N6FDyi'; M2N7FDyi'; M2N8FDyi'; M2N9FDyi'; M3N1FDyi'; M3N2FDyi'; M3N3FDyi'; M3N4FDyi';
M4N1FDyi'; M4N2FDyi'; M4N3FDyi'];
FIy = [M1N1FIyi'; M1N2FIyi'; M1N3FIyi'; M2N1FIyi'; M2N2FIyi'; M2N3FIyi'; M2N4FIyi'; M2N5FIyi';
M2N6FIyi'; M2N7FIyi'; M2N8FIyi'; M2N9FIyi'; M3N1FIyi'; M3N2FIyi'; M3N3FIyi'; M3N4FIyi';
M4N1FIyi'; M4N2FIyi'; M4N3FIyi'];
FBy = [M1N1FByi'; M1N2FByi'; M1N3FByi'; M2N1FByi'; M2N2FByi'; M2N3FByi'; M2N4FByi'; M2N5FByi';
M2N6FByi'; M2N7FByi'; M2N8FByi'; M2N9FByi'; M3N1FByi'; M3N2FByi'; M3N3FByi'; M3N4FByi';
M4N1FByi'; M4N2FByi'; M4N3FByi'];
FBFy = [M1N1FBFyi'; M1N2FBFyi'; M1N3FBFyi'; M2N1FBFyi'; M2N2FBFyi'; M2N3FBFyi'; M2N4FBFyi';
M2N5FBFyi'; M2N6FBFyi'; M2N7FBFyi'; M2N8FBFyi'; M2N9FBFyi'; M3N1FBFyi'; M3N2FBFyi';
M3N3FBFyi'; M3N4FBFyi'; M4N1FBFyi'; M4N2FBFyi'; M4N3FBFyi'];
FMGy = [M1N1FMGyi'; M1N2FMGyi'; M1N3FMGyi'; M2N1FMGyi'; M2N2FMGyi'; M2N3FMGyi'; M2N4FMGyi';
M2N5FMGyi'; M2N6FMGyi'; M2N7FMGyi'; M2N8FMGyi'; M2N9FMGyi'; M3N1FMGyi'; M3N2FMGyi';
M3N3FMGyi'; M3N4FMGyi'; M4N1FMGyi'; M4N2FMGyi'; M4N3FMGyi'];
FAMy = [M1N1FAMyi'; M1N2FAMyi'; M1N3FAMyi'; M2N1FAMyi'; M2N2FAMyi'; M2N3FAMyi'; M2N4FAMyi';
M2N5FAMyi'; M2N6FAMyi'; M2N7FAMyi'; M2N8FAMyi'; M2N9FAMyi'; M3N1FAMyi'; M3N2FAMyi';
M3N3FAMyi'; M3N4FAMyi'; M4N1FAMyi'; M4N2FAMyi'; M4N3FAMyi'];
FAFy = [M1N1FAFyi'; M1N2FAFyi'; M1N3FAFyi'; M2N1FAFyi'; M2N2FAFyi'; M2N3FAFyi'; M2N4FAFyi';
M2N5FAFyi'; M2N6FAFyi'; M2N7FAFyi'; M2N8FAFyi'; M2N9FAFyi'; M3N1FAFyi'; M3N2FAFyi';
M3N3FAFyi'; M3N4FAFyi'; M4N1FAFyi'; M4N2FAFyi'; M4N3FAFyi'];
FAy = [M1N1FAyi'; M1N2FAyi'; M1N3FAyi'; M2N1FAyi'; M2N2FAyi'; M2N3FAyi'; M2N4FAyi'; M2N5FAyi';
M2N6FAyi'; M2N7FAyi'; M2N8FAyi'; M2N9FAyi'; M3N1FAyi'; M3N2FAyi'; M3N3FAyi'; M3N4FAyi';
M4N1FAyi'; M4N2FAyi'; M4N3FAyi'];
Fy = FDy + FIy + FBy + FBFy + FMGy + FAMy + FAFy + 0 * FAY;
Acc_y =
[M1N1STAyix';M1N2STAyix';M1N3STAyix';M2N1STAyix';M2N2STAyix';M2N3STAyix';M2N4STAyix';M2N5STAyix';M2N6S
TAyix';M2N7STAyix';M2N8STAyix';M2N9STAyix';M3N1STAyix';M3N2STAyix';M3N3STAyix';M3N4STAyix';M4N1STAyix';
M4N2STAyix';M4N3STAyix'];
ResJoin1Fy = J1FDyi + J1FIyi + J1FByi + J1FBFyi + J1FAMyi;
ResJoin2Fy = J2FDyi + J2FIyi + J2FByi + J2FBFyi + J2FAMyi;
ResJoin3Fy = J3FDyi + J3FIyi + J3FByi + J3FBFyi + J3FAMyi;
ResJoin4Fy = J4FDyi + J4FIyi + J4FByi + J4FBFyi + J4FAMyi;
ResJoin5Fy = J5FDyi + J5FIyi + J5FByi + J5FBFyi + J5FAMyi;
```

```

FDz = [M1N1FDzi'; M1N2FDzi'; M1N3FDzi'; M2N1FDzi'; M2N2FDzi'; M2N3FDzi'; M2N4FDzi'; M2N5FDzi';
M2N6FDzi'; M2N7FDzi'; M2N8FDzi'; M2N9FDzi'; M3N1FDzi'; M3N2FDzi'; M3N3FDzi'; M3N4FDzi';
M4N1FDzi'; M4N2FDzi'; M4N3FDzi'];
FIz = [M1N1FIzi'; M1N2FIzi'; M1N3FIzi'; M2N1FIzi'; M2N2FIzi'; M2N3FIzi'; M2N4FIzi'; M2N5FIzi';
M2N6FIzi'; M2N7FIzi'; M2N8FIzi'; M2N9FIzi'; M3N1FIzi'; M3N2FIzi'; M3N3FIzi'; M3N4FIzi';
M4N1FIzi'; M4N2FIzi'; M4N3FIzi'];
FBz = [M1N1FBzi'; M1N2FBzi'; M1N3FBzi'; M2N1FBzi'; M2N2FBzi'; M2N3FBzi'; M2N4FBzi'; M2N5FBzi';
M2N6FBzi'; M2N7FBzi'; M2N8FBzi'; M2N9FBzi'; M3N1FBzi'; M3N2FBzi'; M3N3FBzi'; M3N4FBzi';
M4N1FBzi'; M4N2FBzi'; M4N3FBzi'];
FBFz = [M1N1FBFzi'; M1N2FBFzi'; M1N3FBFzi'; M2N1FBFzi'; M2N2FBFzi'; M2N3FBFzi'; M2N4FBFzi';
M2N5FBFzi'; M2N6FBFzi'; M2N7FBFzi'; M2N8FBFzi'; M2N9FBFzi'; M3N1FBFzi'; M3N2FBFzi';
M3N3FBFzi'; M3N4FBFzi'; M4N1FBFzi'; M4N2FBFzi'; M4N3FBFzi'];
FMGz = [M1N1FMGzi'; M1N2FMGzi'; M1N3FMGzi'; M2N1FMGzi'; M2N2FMGzi'; M2N3FMGzi'; M2N4FMGzi';
M2N5FMGzi'; M2N6FMGzi'; M2N7FMGzi'; M2N8FMGzi'; M2N9FMGzi'; M3N1FMGzi'; M3N2FMGzi';
M3N3FMGzi'; M3N4FMGzi'; M4N1FMGzi'; M4N2FMGzi'; M4N3FMGzi'];
FAMz = [M1N1FAMzi'; M1N2FAMzi'; M1N3FAMzi'; M2N1FAMzi'; M2N2FAMzi'; M2N3FAMzi'; M2N4FAMzi';
M2N5FAMzi'; M2N6FAMzi'; M2N7FAMzi'; M2N8FAMzi'; M2N9FAMzi'; M3N1FAMzi'; M3N2FAMzi';
M3N3FAMzi'; M3N4FAMzi'; M4N1FAMzi'; M4N2FAMzi'; M4N3FAMzi'];
FAFz = [M1N1FAFzi'; M1N2FAFzi'; M1N3FAFzi'; M2N1FAFzi'; M2N2FAFzi'; M2N3FAFzi'; M2N4FAFzi';
M2N5FAFzi'; M2N6FAFzi'; M2N7FAFzi'; M2N8FAFzi'; M2N9FAFzi'; M3N1FAFzi'; M3N2FAFzi';
M3N3FAFzi'; M3N4FAFzi'; M4N1FAFzi'; M4N2FAFzi'; M4N3FAFzi'];
FAz = [M1N1FAzi'; M1N2FAzi'; M1N3FAzi'; M2N1FAzi'; M2N2FAzi'; M2N3FAzi'; M2N4FAzi'; M2N5FAzi';
M2N6FAzi'; M2N7FAzi'; M2N8FAzi'; M2N9FAzi'; M3N1FAzi'; M3N2FAzi'; M3N3FAzi'; M3N4FAzi';
M4N1FAzi'; M4N2FAzi'; M4N3FAzi'];
Fz = FDz + FIz + FBz + FBFz + FMGz + FAMz + FAFz + 0 * FAz;
Acc_z =
[M1N1STAZi'; M1N2STAZi'; M1N3STAZi'; M2N1STAZi'; M2N2STAZi'; M2N3STAZi'; M2N4STAZi'; M2N5STAZi'; M2N6S
TAzi'; M2N7STAZi'; M2N8STAZi'; M2N9STAZi'; M3N1STAZi'; M3N2STAZi'; M3N3STAZi'; M3N4STAZi'; M4N1STAZi';
M4N2STAZi'; M4N3STAZi'];
ResJoin1Fz = J1FDzi + J1FIzi + 0*J1FBzi + J1FBFzi + J1FAMzi;
ResJoin2Fz = J2FDzi + J2FIzi + 0*J2FBzi + J2FBFzi + J2FAMzi;
ResJoin3Fz = J3FDzi + J3FIzi + J3FBzi + J3FBFzi + J3FAMzi;
ResJoin4Fz = J4FDzi + J4FIzi + J4FBzi + J4FBFzi + J4FAMzi;
ResJoin5Fz = J5FDzi + J5FIzi + J5FBzi + J5FBFzi + J5FAMzi;

%% Se ordenan las cargas debidas a los moorings
MoorResFx = CON7FX + CON8FX + CON9FX + CON10FX + CON11FX + CON12FX;
MoorResFy = CON7FY + CON8FY + CON9FY + CON10FY + CON11FY + CON12FY;
MoorF7 = [CON7FX'; CON7FY'; CON7FZ'];
MoorF8 = [CON8FX'; CON8FY'; CON8FZ'];
MoorF9 = [CON9FX'; CON9FY'; CON9FZ'];
MoorF10 = [CON10FX'; CON10FY'; CON10FZ'];
MoorF11 = [CON11FX'; CON11FY'; CON11FZ'];
MoorF12 = [CON12FX'; CON12FY'; CON12FZ'];

MoorResFz = CON7FZ + CON8FZ + CON9FZ + CON10FZ + CON11FZ + CON12FZ;
%% Se limpian las variables que no se van a utilizar
clearvars -except LocalPath Time PtfmSurge PtfmHeave PtfmPitch PtfmRoll PtfmYaw...
Fx FDX Fx FBx FBFx FMGx FAMx FAFx Fx Acc_x PtfmRVxi PtfmRAXi ResJoinFx AddFxi AddMxi
HydroFxi HydroMxi ResJoinFz MoorResFx...
Fy FDy Fy FBy FBFy FMGy FAMy FAFy Fy Acc_y PtfmRVyi PtfmRAYi ResJoinFy AddFyi AddMyi
HydroFyi HydroMyi ResJoinFy MoorResFy...
Fz FDz Fz FBz FBFz FMGz FAMz FAFz Fz Acc_z PtfmRVzi PtfmRAzi ResJoinFz AddFzi AddMzi
HydroFzi HydroMzi ResJoinFz MoorResFz...
MoorF7 MoorF8 MoorF9 MoorF10 MoorF11 MoorF12 ...
TwrBsFxt TwrBsFyt TwrBsFzt TwrBsMxt TwrBsMyt TwrBsMzt ...
ResJoin1Fx ResJoin2Fx ResJoin3Fx ResJoin4Fx ResJoin5Fx ...
ResJoin1Fy ResJoin2Fy ResJoin3Fy ResJoin4Fy ResJoin5Fy ...
ResJoin1Fz ResJoin2Fz ResJoin3Fz ResJoin4Fz ResJoin5Fz ...
J1FBzi J2FBzi TwHt1MLxt TwHt2MLxt TwHt3MLxt TwHt4MLxt TwHt5MLxt ...
TwHt1MLyt TwHt2MLyt TwHt3MLyt TwHt4MLyt TwHt5MLyt TwHt1FLzt TwHt2FLzt ...
TwHt3FLzt TwHt4FLzt TwHt5FLzt

%% Se definen los nodos y su posición
Node = [1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16];
NodePos = [ 0 0 -160;
0 0 -155.25;
0 0 -150.5;
0 0 -132.9375;
0 0 -115.375;
0 0 -97.8125;
0 0 -80.25;
0 0 -62.6875;
0 0 -45.125;

```

```

0 0 -27.5625;
0 0 -10;
0 0 -6.666666667;
0 0 -3.333333333;
0 0 0;
0 0 7.5;
0 0 15];
%% Se define la posición de los amarres
Fairlead_Pos = [-4.65 8.054 -90.00;
-4.65 -8.054 -90.00;
9.3 0.0 -90.00;
-4.65 8.054 -90.00;
-4.65 -8.054 -90.00;
9.3 0.0 -90.00];

NodeDataLocal = [1 0 1 1 0 0 0 0 0 0 1 1 0 0 1 1 0 1];
DataNode = [1 2 3 3 4 5 6 7 8 9 10 11 11 12 13 14 14 15 16];
DataElement = [1 1 1 2 2 2 2 2 2 2 2 3 3 3 3 4 4 4];
ElementLength = [4.75 17.5625 3.33 7.5];
C = [1 2;2 3;3 4;4 5;5 6;6 7;7 8;8 9;9 10;10 11;11 12;12 13;13 14;14 15;15 16];

%% Se define un vector con la masa distribuida en cada nodo
PtfmMass_Distribution= [ 2195473.087;
2630334.914;
0;
10565609.11;
10565609.11;
5835578.07;
1105547.028;
1105547.028;
1105547.028;
1105547.028;
1105547.028;
0;
201715.9793;
183167.3835;
159981.6387;
0;
326832.0543;
317963.507;
0];

Rc = 15.5134 / 2;
Rp = 9.5;
Rt = 14.20 / 2;
%% Se Calcula la distribución de la fuerza de flotacion
BuoyancyDistribution = 1025 * 9.81 * [0.5*pi*Rc^2*4.75; 1*pi*Rc^2*4.75; 0.5*pi*Rc^2*4.75;
0.5 *
pi*Rp^2*17.5625;pi*Rp^2*17.5625;pi*Rp^2*17.5625;pi*Rp^2*17.5625;pi*Rp^2*17.5625;pi*Rp^2*17.562
5;pi*Rp^2*17.5625;pi*Rp^2*17.5625;0.5*pi*Rp^2*17.5625;
0.5*pi*Rt^2*10/3; pi*Rt^2*10/3; pi*Rt^2*10/3; 0.5*pi*Rt^2*10/3;
0;0;0];
PtfmMass = 3.851e+07;
PtfmIxx = 7.048e+10;
PtfmIyy = 7.048e+10;
PtfmIzz = 2.007e+09;
PtfmInertia = [PtfmIxx 0 0;
0 PtfmIyy 0;
0 0 PtfmIzz];

HydroFx = zeros(length(Node),length(Time));
HydroFy = zeros(length(Node),length(Time));
HydroFz = zeros(length(Node),length(Time));

InertiaFx = zeros(length(Node),length(Time));
InertiaFy = zeros(length(Node),length(Time));
InertiaFz = zeros(length(Node),length(Time));

WeightFx = zeros(length(Node),length(Time));
WeightFy = zeros(length(Node),length(Time));
WeightFz = zeros(length(Node),length(Time));

BuoyancyFx = zeros(length(Node),length(Time));
BuoyancyFy = zeros(length(Node),length(Time));

```



```

BuoyancyFz = zeros(length(Node),length(Time));
%% Se obtiene la resultante de fuerzas en cada nono
for i = 1 : length(DataNode)
    Nodei = DataNode(i);
    Elementi = DataElement(i);
    if NodeDataLocal(i) == 1
        k_el = 0.5;
    elseif NodeDataLocal(i) == 0
        k_el = 1;
    end
    HydroFx(Nodei,:) = HydroFx(Nodei,:) + k_el * Fx(i,:) * ElementLength(Elementi);
    HydroFy(Nodei,:) = HydroFy(Nodei,:) + k_el * Fy(i,:) * ElementLength(Elementi);
    HydroFz(Nodei,:) = HydroFz(Nodei,:) + k_el * Fz(i,:) * ElementLength(Elementi);

    InertiaFx(Nodei,:) = InertiaFx(Nodei,:) - Acc_x(i,:) * PtfmMass_Distribution(i);
    InertiaFy(Nodei,:) = InertiaFy(Nodei,:) - Acc_y(i,:) * PtfmMass_Distribution(i);
    InertiaFz(Nodei,:) = InertiaFz(Nodei,:) - Acc_z(i,:) * PtfmMass_Distribution(i);

    WeightFz(Nodei,:) = WeightFz(Nodei,:) - 9.8 * PtfmMass_Distribution(i);

    BuoyancyFz(Nodei,:) = BuoyancyFz(Nodei,:) + 1*BuoynacyDistribution(i);
end

BuoyancyFz = BuoyancyFz * (J1FBzi(1) + J2FBzi(2)) / sum(BuoyancyFz(:,1)); %Update the total
buoyancy force equal to the buoyancy force assessed by FAST

HydroFx(14,:) = HydroFx(14,:) + AddFxi';
HydroFx(1,:) = HydroFx(1,:) + ResJoin1Fx';
HydroFx(3,:) = HydroFx(3,:) + ResJoin2Fx';
HydroFx(11,:) = HydroFx(11,:) + ResJoin3Fx';
HydroFx(14,:) = HydroFx(14,:) + ResJoin4Fx';
HydroFx(16,:) = HydroFx(16,:) + ResJoin5Fx';

HydroFy(14,:) = HydroFy(14,:) + AddFyi';
HydroFy(1,:) = HydroFy(1,:) + ResJoin1Fy';
HydroFy(3,:) = HydroFy(3,:) + ResJoin2Fy';
HydroFy(11,:) = HydroFy(11,:) + ResJoin3Fy';
HydroFy(14,:) = HydroFy(14,:) + ResJoin4Fy';
HydroFy(16,:) = HydroFy(16,:) + ResJoin5Fy';

HydroFz(14,:) = HydroFz(14,:) + AddFzi' - 0*sum(1*BuoynacyFz);
HydroFz(1,:) = HydroFz(1,:) + ResJoin1Fz';
HydroFz(3,:) = HydroFz(3,:) + ResJoin2Fz';
HydroFz(11,:) = HydroFz(11,:) + ResJoin3Fz';
HydroFz(14,:) = HydroFz(14,:) + ResJoin4Fz';
HydroFz(16,:) = HydroFz(16,:) + ResJoin5Fz';

TwrBseForceReaction = zeros(3,length(Time));
TwrBseMomentReaction = zeros(3,length(Time));

TwrBseMomentHydro = zeros(3,length(Time));
TwrBseMomentInertia = zeros(3,length(Time));
TwrBseMomentWeight = zeros(3,length(Time));
TwrBseMomentBuoyancy = zeros(3,length(Time));

InternalForce = zeros(3,length(Node),length(Time));
InternalMoment = zeros(3,length(Node),length(Time));
MomentRefPoint = [0;0;15];

%% Se transforman las fuerzas de coordenadas locales a coordenadas globales
for i = 1 : length(Time)
    CC = RotG2L_V2(PtfmRoll(i),PtfmPitch(i),PtfmYaw(i));
    TwrBseForceReaction(:,i) = CC * ([sum(HydroFx(:,i)); sum(HydroFy(:,i)); sum(HydroFz(:,i))]
+ ...
                                [sum(InertiaFx(:,i)); sum(InertiaFy(:,i));
sum(InertiaFz(:,i))] + ...
                                [sum(WeightFx(:,i)); sum(WeightFy(:,i));
sum(WeightFz(:,i))] + ...
                                1*[sum(BuoyancyFx(:,i)); sum(BuoyancyFy(:,i));
sum(BuoyancyFz(:,i))] + ...
                                [sum(MoorResFx(i)); sum(MoorResFy(i));
sum(MoorResFz(i))]);

    for k = 1 : length(Node)

```

```

    TwrBseMomentHydro(:,i) = TwrBseMomentHydro(:,i) + CC * (1*cross(CC' *
(NodePos(k,:)'- MomentRefPoint),[HydroFx(k,i); HydroFy(k,i); HydroFz(k,i)]));% + ...
    TwrBseMomentInertia(:,i) = TwrBseMomentInertia(:,i) + CC * (1*cross(CC' *
(NodePos(k,:)'- MomentRefPoint),[InertiaFx(k,i); InertiaFy(k,i); InertiaFz(k,i)]));% + ...
    TwrBseMomentWeight(:,i) = TwrBseMomentWeight(:,i) + CC * (1*cross(CC' *
(NodePos(k,:)'- MomentRefPoint),[WeightFx(k,i); WeightFy(k,i); WeightFz(k,i)]));% + ...
    TwrBseMomentBuoyancy(:,i) = TwrBseMomentBuoyancy(:,i) + CC * (1*cross(CC' *
(NodePos(k,:)'- MomentRefPoint),[BuoyancyFx(k,i); BuoyancyFy(k,i); BuoyancyFz(k,i)]));
end
    TwrBseMomentReaction(:,i) = 1*TwrBseMomentHydro(:,i) + TwrBseMomentInertia(:,i) +
1*TwrBseMomentWeight(:,i) + 1*TwrBseMomentBuoyancy(:,i);
    TwrBseMomentReaction(:,i) = TwrBseMomentReaction(:,i) + ...
        CC * (cross(CC' * (Fairlead_Pos(1,:)'- MomentRefPoint),
MoorF7(:,i)) + ...
        cross(CC' * (Fairlead_Pos(2,:)'-
MomentRefPoint), MoorF8(:,i)) + ...
        cross(CC' * (Fairlead_Pos(3,:)'-
MomentRefPoint), MoorF9(:,i)) + ...
        cross(CC' * (Fairlead_Pos(4,:)'-
MomentRefPoint), MoorF10(:,i)) + ...
        cross(CC' * (Fairlead_Pos(5,:)'-
MomentRefPoint), MoorF11(:,i)) + ...
        cross(CC' * (Fairlead_Pos(6,:)'-
MomentRefPoint), MoorF12(:,i)));

    for j = 2 : length(Node)
        if j < 7
            InternalForce(:,j,i) = CC * ([sum(HydroFx(1:j,i)); sum(HydroFy(1:j,i));
sum(HydroFz(1:j,i))] + ...
            [sum(InertiaFx(1:j,i)); sum(InertiaFy(1:j,i));
sum(InertiaFz(1:j,i))] + ...
            [sum(WeightFx(1:j,i)); sum(WeightFy(1:j,i));
sum(WeightFz(1:j,i))] + ...
            [sum(BuoyancyFx(:,i)); sum(BuoyancyFy(:,i));
sum(BuoyancyFz(:,i))]);

            for k = 1 : j - 1
                InternalMoment(:,j,i) = InternalMoment(:,j,i) + ...
                    CC * (cross(1 * (NodePos(k,:)' -
NodePos(j,:)',[HydroFx(k,i); HydroFy(k,i); HydroFz(k,i)] + ...
                    cross(CC' * (NodePos(k,:)' -
NodePos(j,:)',[InertiaFx(k,i); InertiaFy(k,i); InertiaFz(k,i)] + ...
                    cross(CC' * (NodePos(k,:)' -
NodePos(j,:)',[WeightFx(k,i); WeightFy(k,i); WeightFz(k,i)] + ...
                    cross(CC' * (NodePos(k,:)' -
NodePos(j,:)',[BuoyancyFx(k,i); BuoyancyFy(k,i); BuoyancyFz(k,i)]));
            end
        else
            InternalForce(:,j,i) = CC * ([sum(HydroFx(1:j,i)); sum(HydroFy(1:j,i));
sum(HydroFz(1:j,i))] + ...
            [sum(InertiaFx(1:j,i)); sum(InertiaFy(1:j,i));
sum(InertiaFz(1:j,i))] + ...
            [sum(WeightFx(1:j,i)); sum(WeightFy(1:j,i));
sum(WeightFz(1:j,i))] + ...
            [sum(BuoyancyFx(:,i)); sum(BuoyancyFy(:,i));
sum(BuoyancyFz(:,i))] + ...
            [sum(MoorResFx(i)); sum(MoorResFy(i));
sum(MoorResFz(i))]);
            for k = 1 : j - 1
                InternalMoment(:,j,i) = InternalMoment(:,j,i) + ...
                    CC * (cross(1 * (NodePos(k,:)' -
NodePos(j,:)',[HydroFx(k,i); HydroFy(k,i); HydroFz(k,i)] + ...
                    cross(CC' * (NodePos(k,:)' -
NodePos(j,:)',[InertiaFx(k,i); InertiaFy(k,i); InertiaFz(k,i)] + ...
                    cross(CC' * (NodePos(k,:)' -
NodePos(j,:)',[WeightFx(k,i); WeightFy(k,i); WeightFz(k,i)] + ...
                    cross(CC' * (NodePos(k,:)' -
NodePos(j,:)',[BuoyancyFx(k,i); BuoyancyFy(k,i); BuoyancyFz(k,i)]));
            end
            InternalMoment(:,j,i) = InternalMoment(:,j,i) + ...
                1*CC * (cross(CC' * (Fairlead_Pos(1,:)'- NodePos(j,:)',
MoorF7(:,i)) + ...
                cross(CC' * (Fairlead_Pos(2,:)'- NodePos(j,:)',
MoorF8(:,i)) + ...
                cross(CC' * (Fairlead_Pos(3,:)'- NodePos(j,:)',
MoorF9(:,i)) + ...

```

```

MoorF10(:,i)) + ...
MoorF11(:,i)) + ...
MoorF12(:,i));
    end
end
end

cross(CC' * (Fairlead_Pos(4,:)'- NodePos(j,:))',
cross(CC' * (Fairlead_Pos(5,:)'- NodePos(j,:))',
cross(CC' * (Fairlead_Pos(6,:)'- NodePos(j,:))',

```